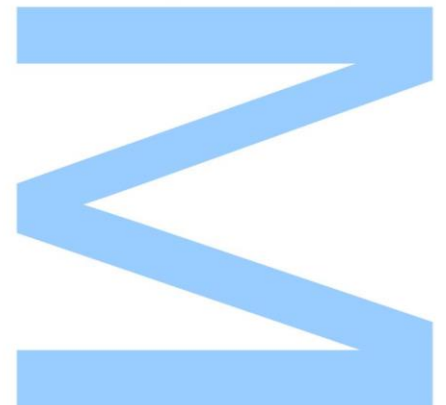


# Hidroelectricidade e Barragens Reversíveis: Panorama actual

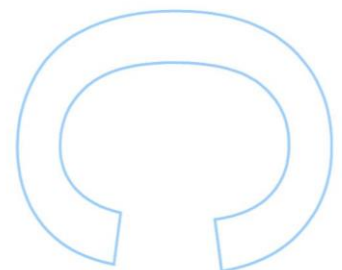
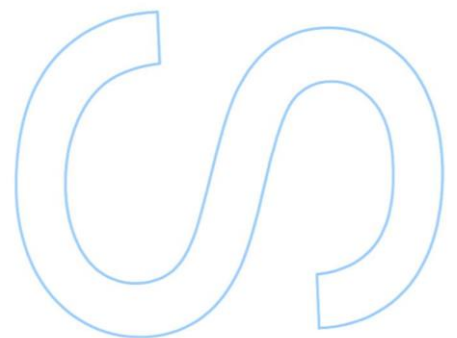


**Joana Alexandra Reis Marques**

Mestrado em Ciências e Tecnologia do Ambiente  
Departamento de Geociências, Ambiente e Ordenamento do Território  
2015

**Orientador**

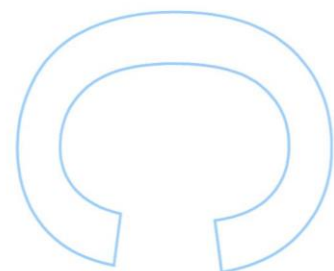
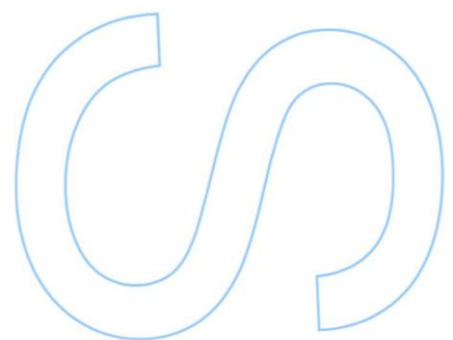
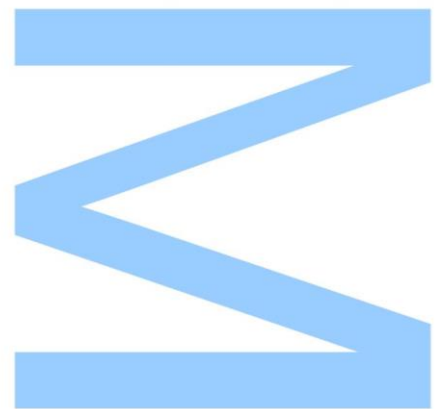
Nuno Eduardo Malheiro Magalhães Esteves Formigo, Professor Auxiliar,  
Faculdade de Ciências da Universidade do Porto





Todas as correções determinadas  
pelo júri, e só essas, foram efetuadas.  
O Presidente do Júri,

Porto, \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_



# Índice

Agradecimentos .....	III
Resumo .....	V
Abstract .....	VI
Índice de figuras .....	VII
Lista de Acrónimos .....	VIII
1. Introdução: .....	1
1.1 Objectivos .....	2
2. Energia Hidroelétrica .....	3
2.1 Binómio Hidroelectricidade – Eólica .....	4
3. Barragens reversíveis - o que são, como funcionam? .....	10
4. Evolução Histórica da Produção Hidroelétrica .....	16
4.1 Situação actual a nível mundial .....	22
4.1.1 Legislação .....	26
4.3 Perspectivas futuras .....	32
5. Vantagens e Desvantagens – Análise SWOT .....	36
5.1 Pontos Fortes (Strengths) .....	36
5.2 Pontos Fracos (Weaknesses) .....	38
5.3 Oportunidades (Opportunities) .....	38
5.4 Ameaças (Threats) .....	39
6. Implicações .....	41
6.1 Geopolíticas .....	41
6.2 Ambientais .....	49
6.2.1 Biológicas .....	52
6.2.2 Modificação da Paisagem .....	53
6.2.3 Modificação de ecossistemas .....	54
6.2.4 Energia e mudanças climáticas .....	55
6.2.5 Regularização dos caudais .....	58
6.3 Medidas de Mitigação .....	60
6.3.1 Custo das mitigações; custos/benefícios .....	62
6.4 Económico-Sociais .....	63

7. Caso específico – Aproveitamento Hidroelétrico do Baixo Sabor .....	65
8. Conclusões .....	72
Bibliografia .....	74

## Agradecimentos

---

A todas as pessoas, família e amigos, que me ajudaram no decorrer deste trabalho, o meu obrigada. O vosso incentivo, disponibilidade, paciência e dedicação não passaram despercebidos.

Primeiro que tudo, à minha mãe. Nunca aqui estaria se não fosses tu. Quando desististe, pensei em desistir também, mas achei que não era a melhor forma de te homenagear. Fazes-me falta.

Ao meu pai e à minha irmã, obrigada pela paciência infindável, por aturar os meus devaneios, crises de ansiedade, mau feitio generalizado e pelo incentivo durante esta batalha.

Um especial obrigado ao meu orientador, Professor Doutor Nuno Formigo, pela contribuição em todo o processo, pela disponibilidade, incentivo e confiança, apesar de todos os percalços.

Aos orientadores externos, na Divisão e Planeamento de Informação da APA/ARH Norte, Manuela Silva, Vitorino José e Helena Valentim, por todo o apoio prestado, por todo o conhecimento partilhado, pela amizade e paciência.

Aos funcionários da APA/ARH Norte, Marianela Campos, Gaspar Chaves e Teresa Lopes, pela simpatia e amizade.

À Professora Carmen Ferreira, da Faculdade de Letras da Universidade do Porto, pela disponibilidade e simpatia.

Às minhas amigas Joana Campos e Tânia Moreira, que estiveram presentes durante todo o processo, a ajudar-me com todas as dúvidas, com a falta de inspiração, com uma gargalhada quando era devida e um “puxão de orelhas” quando foi preciso.

Marcos Almeida, por acreditares sempre em mim e não me deixares desistir, por me lembrares que a batalha diária é parte do caminho para uma guerra vitoriosa! Pelo encorajamento constante, pela preocupação, a incessante disponibilidade e o carinho.

Ao Fernando Marques, pela partilha e amizade ao longo do último ano, por toda a ajuda e por todos os bons momentos.

Belisa Machado, porque és demasiado importante para passar em branco e distância não diminui isso. Obrigada pela tua amizade de sempre.

Rui Sousa e André Cardoso, pelo companheirismo, entusiasmo, amizade e carinho nos melhores momentos e pelo apoio nos momentos menos bons.

Ao Daniel Cardoso, pelo encorajamento, por estares sempre lá apesar da distância, pelo entusiasmo e pela ajuda nos momentos de crise.

Vânia Silva, Cátia Amaral e Cátia Silva, pela amizade de longa data e por estarem comigo quando precisei.

A todos os outros que contribuíram de alguma forma para esta dissertação, mas por lapso de memória não incluí aqui, deixo igualmente o meu agradecimento.

## Resumo

O aumento da procura de energia eléctrica, juntamente com as crescentes preocupações ambientais tem levado a um forte investimento na geração de energia a partir de fontes renováveis, nomeadamente a energia hidroeléctrica.

No nosso país, este aspecto tem particular importância, porque Portugal ainda está muito dependente da importação de energia externa. Além disso, dispomos no nosso território de condições geográficas e topográficas para tirar partido deste recurso.

Além das vantagens de uma energia limpa, esta tecnologia permite uma maior estabilidade do sector, por não estar tão dependente das condições meteorológicas como a energia eólica, por exemplo.

As centrais hídricas reversíveis são um tipo de central hidroeléctrica que permite a bombagem de água de uma barragem a jusante para a albufeira de uma segunda barragem a montante, permitindo a sua reutilização em períodos de maior necessidade. Esta tecnologia permite o armazenamento de grandes quantidades de energia, que pode entrar no sistema rapidamente. Isto faz das centrais hídricas reversíveis um bom complemento à geração eólica, uma vez que possibilita a absorção do excesso de geração.

O presente trabalho teve como objectivo fazer um levantamento do estado da arte no que toca à energia hidroeléctrica, com especial enfoque nas centrais reversíveis. Foi feito um levantamento histórico sobre o tema, uma análise do panorama nacional e internacional, das perspectivas futuras, uma análise das vantagens e desvantagens que esta alternativa representa, os impactes em vários sectores e uma análise mais pormenorizada sobre um empreendimento hidroeléctrico reversível de referência em Portugal, o Aproveitamento Hidroeléctrico do Baixo Sabor.

**Palavras-chave:** energia hidroeléctrica, centrais hídricas reversíveis, energia eólica, Aproveitamento Hidroeléctrico do Baixo Sabor.

## Abstract

The increasing demand on electricity, along with the growing environmental concerns has led to a strong investment in power generation from renewable sources, and in particular, hydroelectricity.

In our country, this aspect is of particular significance, considering Portugal is still very dependent on external energy. Furthermore, we have in our territory geographical and topographical conditions to take advantage of this resource.

Besides the advantages of a clean energy, this technology allows for a greater stability of the sector, as it is not so dependent on weather conditions as it happens with wind, for example.

Reversible hydro plants are a type of hydroelectric power station which allows pumping water from a dam downstream to the reservoir of a second dam upstream, allowing its reutilization in times of greater need. This technology allows the storage of large amounts of energy which can supply the system rapidly. This makes the reversible power plants a good complement to wind power generation, once it allows the absorption of the excess generation.

This work aimed to survey the state of the art on the hydroelectricity, with special focus on the reversible power plants. It was made an historical survey on the subject, an analysis of the situation in Portugal and worldwide, on the future prospects, an analysis of the advantages and disadvantages that this alternative represents, the impacts in several areas and a more detailed analysis on a reference reversible hydroelectric project in Portugal, the Aproveitamento Hidroelétrico do Baixo Sabor.

**Keywords:** hydroelectricity, reversible power plants, wind power, Aproveitamento Hidroelétrico do Baixo Sabor.



## Índice de figuras

Figura 1 - Relação entre os gráficos de produção eólica e hidroelétrica.....	6
Figura 2 - Exemplo do binómio hidroelectricidade-eólica do empreendimento do Alqueva-Pedrogão .....	6
Figura 3 - Evolução da potência eólica instalada e da capacidade de armazenamento das albufeiras disponíveis.....	8
Figura 4 - Funcionamento de uma central hidroelétrica reversível em fase de produção.....	10
Figura 5 - Funcionamento de uma central hidroelétrica reversível em fase de armazenamento.....	11
Figura 6 - Primeiras centrais hidroelétricas nos Açores.....	16
Figura 7 - Distribuição mundial dos consumos e reservas de combustíveis fósseis....	23
Figura 8 - Aproveitamentos seleccionados do PNBEPH .....	28
Figura 9 - Alterações da potência instalada nos empreendimentos previstos no PNBEPH.....	29
Figura 10 - Cenários da evolução de consumo de electricidade em Portugal até 2022. ....	32
Figura 11 - Quantidade e intensidade dos conflitos relacionados com a água. ....	42
Figura 12 - Emissões cumulativas de CO2 entre 1850 e 2011.....	51
Figura 13 - Padrões teóricos de vazão nas condições actuais e sob potenciais alterações climáticas.....	57
Figura 14 - Efeitos nas bacias dos rios alterando as vazões em função das mudanças na média de precipitação.....	57
Figura 15 - Zona abrangida pelo AHBS, na bacia hidrográfica do Rio Sabor. ....	69

## Lista de Acrónimos

AHAC – Aproveitamento Hidroeléctrico do Alto Côa

AHBS – Aproveitamento Hidroeléctrico do Baixo Sabor

AIA – Avaliação de Impacte Ambiental

CA – Convenção de Albufeira

DIA – Declaração de Impacte Ambiental

DQA – Directiva Quadro da Água

EIA – Estudo de Impacte Ambiental

ENE – Estratégia Nacional para a Energia

FER – Fontes de Energia Renováveis

GEE – Gases de Efeito de Estufa

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers

IPH – Índice de Produtividade Hidroeléctrica

MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade

NPA – Nível Pleno de Armazenamento

PCR – Plano de Compatibilização Regulatória

PIB – Produto Interno Bruto

PNAAE – Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética

PNAC – Programa Nacional para as Alterações Climáticas

PNALE – Programa Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão

PNBEPH – Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico

PHNE – Plano Hidrológico Nacional Espanhol

RECAPE – Relatório de Conformidade Ambiental do Projecto de Execução

REN – Rede Eléctrica Nacional

RSU – Resíduos Sólidos Urbanos

SIC – Sítio de Importância Comunitária

SWOT – Strengths Weaknesses Opportunities Threats

ZPE – Zona de Protecção Especial

## 1. Introdução:

Nos últimos 200 anos, registou-se um aumento da temperatura média do planeta de cerca de 0,6°C em relação à era pré-industrial, tendo a maior parte desse aumento ocorrido nos últimos 40 anos. Durante o século XX, o nível dos mares subiu em média entre 10 e 20cm, em associação com alterações consideráveis nos regimes de pluviosidade, retracção dos glaciares, secas e inundações atípicas e ainda com um aumento da frequência e intensidade das tempestades e outros fenómenos meteorológicos extremos.

A maior parte das emissões de CO<sub>2</sub>, um dos principais GEE (Gases de Efeito de Estufa), devem-se ao uso indevido de combustíveis fósseis para gerar energia. O impacto ambiental da energia não é contudo, ponderado nos custos ambientais resultantes do seu uso. Assim, o preço da energia não reflecte o seu impacto e, consequentemente, não induz investimentos na sua melhor utilização.

Tudo aponta para que as emissões de GEE resultantes das actividades humanas possam provocar mudanças climáticas com efeitos imprevisíveis e potencialmente catastróficos para o equilíbrio ambiental que conhecemos. Portugal é particularmente susceptível a estas consequências, dada a grande extensão da sua zona costeira e a sua localização na transição das zonas climáticas atlântica e mediterrânica.

Portugal tem ainda uma dependência externa em termos de energia primária, consideravelmente superior à média da União Europeia e um dos piores níveis de eficiência dos 27 estados membros na utilização de energia. Isto reflecte-se negativamente na competitividade da economia, uma vez que os custos energéticos relativos por unidade de Produto Interno Bruto (PIB) são maiores. Devemos procurar formas de minimizar esta dependência, mas sem pôr em risco a segurança do abastecimento nacional, apostando também na diversificação de fontes (Marques, 2013).

“Não existe falta de energia. Não existe crise energética. Existe uma crise de ignorância.”

Buckminster Fuller

Em termos comparativos, a energia hidroelétrica será a que trará maiores vantagens no território nacional, não só por termos muitos recursos hídricos, mas também pelo facto de estes se disporem adequadamente (topograficamente falando) para o seu aproveitamento. De acordo com o esquema básico de produção hidroelétrica, as diferenças topográficas entre o local a montante (cota superior) e a jusante (cota inferior), permitem o estabelecimento de um escoamento de água. A colocação de pás sobre a queda de água, vai fazer com que elas rodem sob acção da pressão, absorvendo parte da energia mecânica da água. Isto é o que acontece, resumidamente, numa instalação de produção de hidroelectricidade, na qual o escoamento (em pressão) move uma máquina hidráulica, acoplada a um gerador eléctrico (Fernandes, 2009).

## 1.1 Objectivos

O objectivo geral deste trabalho é apresentar um “estado da arte” sobre a questão das centrais hídricas reversíveis, sendo que se trata de um tema bastante relevante e com actualidade.

Sem grandes pretensões, pretendeu-se reunir as informações mais importantes sobre o tema, dando uma perspectiva geral sobre a sua evolução histórica, a situação actual e as previsões para o futuro, os seus prós e contras e, de um ponto de vista mais específico, avaliar o caso de uma central hídrica reversível, o aproveitamento hidroeléctrico do Baixo Sabor.

## 2. Energia Hidroeléctrica

Uma preocupação crescente em encontrar formas de energia renováveis pode ser actualmente constatada, um pouco por todo o mundo, estimulada não só por preocupações ambientais, mas também socioeconómicas (inserindo-se aqui a questão da crescente escassez de combustíveis fósseis, que leva ao aumento do preço dos mesmos).

Os sistemas de abastecimento eléctrico caracterizam-se por oscilações nos dois eixos da relação, tanto na oferta, como na procura. Isto quer dizer que o sistema produtor deve ser capaz de se adequar e fornecer a potência requerida pelos consumidores em cada momento. Se este equilíbrio não for possível, pode ocorrer uma de duas situações: excesso de geração de energia ou, pelo contrário, uma geração insuficiente. Aqui, as tecnologias renováveis têm uma das suas maiores fragilidades, uma vez que estão dependentes das condições atmosféricas (a maioria, pelo menos, como veremos).

Os aproveitamentos hidroeléctricos, compostos essencialmente por barragem, albufeira e central hidroeléctrica, são responsáveis pela produção de energia eléctrica a partir da água armazenada proveniente das chuvas.

A hidroelectricidade é obtida através do aproveitamento da energia potencial gravítica da água contida numa albufeira. Esta, ao cair, faz girar as pás de uma turbina, sendo transformada em energia cinética. A turbina é ligada a um gerador que converte a energia cinética em energia eléctrica.

A barragem proporciona a criação de um reservatório de água (albufeira) a montante e possibilita o desvio de um caudal para o circuito hidráulico, que o conduz para a central hidroeléctrica. Na central encontram-se as turbinas, os geradores (grupos turbogeradores) e os órgãos de controlo. Após o turbinamento, o escoamento é restituído ao meio natural, a uma cota inferior. O transformador eleva a tensão da corrente gerada antes da ligação à linha de transporte (Fernandes, 2009).

A quantidade de electricidade que uma central é capaz de produzir depende da quantidade de água que passa pela turbina (caudal) e da altura da qual a água cai.

Há diferentes tipos de centrais, desde as mini-hídricas, que geram apenas até 10MW de potência, a centrais hidroeléctricas com barragens para controlar o fluxo da água, bem como albufeiras para armazenamento de água, ou outras que produzem energia pelo uso imediato do fluxo de água de um rio.

A energia hidroeléctrica compensa as emissões de fontes de energia não renováveis, reduzindo assim o impacto climatérico global. É a mais significativa fonte de energia renovável do mundo e a que gera menos gases com efeito de estufa, sendo 60 vezes menos poluente que as centrais térmicas e 18 vezes menos que as centrais movidas a gás natural. Além disso, é uma fonte constante e fiável. É produzida em mais de 150 países (sendo o Canadá o maior produtor mundial), gerando cerca de 20% da electricidade mundial (Brookfield Renewable Energy Partners, 2015).

Levando em conta o seu elevado rendimento e a sua grande capacidade de armazenamento, uma das opções actualmente tidas como tendo o melhor potencial para contrabalançar os potenciais desequilíbrios procura/oferta, é a das centrais hídricas reversíveis.

Neste sentido, têm-se verificado em Portugal, diversas requalificações de centrais convencionais, para que estas passem a ter capacidade de bombagem. A maior parte das novas centrais previstas no PNBEPH (Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico) são do tipo reversível.

## 2.1 Binómio Hidroelectricidade – Eólica

O território português apresenta boas condições para a implementação de aproveitamentos eólicos, o que tem permitido uma aposta considerável nesta tecnologia. Em 2013, havia cerca de 4.700MW de capacidade instalada (sétima posição no *ranking* europeu liderado pela Alemanha) e 63 aerogeradores em fase de instalação, que equivaleriam a 133MW adicionais.

Um problema da energia eólica é a sua irregularidade e difícil previsão de produção (REN, 2006). Nos parques eólicos nacionais, a potência gerada tem variações entre os 15 e os 40% da potência instalada. Ao longo do dia também se verificam geralmente oscilações, sendo o período da noite, por norma, mais produtivo do que ao longo do

dia, estando portanto em desacordo com as exigências dos consumos diários de energia. Apesar disto, a média anual de produção é relativamente estável.

Esta inconstância reflecte-se em problemas de gestão da rede que exigem equipamentos com capacidade de armazenamento de energia, que funcionem como reserva, e capazes de entrar e sair de funcionamento de forma rápida e económica, de forma a complementar a produção eólica. Esta falta de capacidade de armazenamento é um revés da energia eólica, a nível da gestão da produção, transporte e distribuição, para o qual ainda não existem soluções imediatas.

Perante o excesso de produção de energia eólica durante a noite, apresentam-se poucas soluções. Uma delas seria a exportação, mas Espanha terá o mesmo excedente no mesmo horário, sendo portanto, pouco viável. As centrais térmicas, devido às suas características de funcionamento, não têm a rapidez de resposta necessária, para permitir complementar a produção eólica. Em contrapartida, as centrais hidroeléctricas reversíveis, tem a flexibilidade e rapidez necessárias para o fazer:

- Durante o dia, quando a produção eólica é inferior, os grupos hídricos podem turbinar a água armazenada nas albufeiras e portanto assegurar o défice de produção;
- Quando a produção eólica for superior, a energia em excesso pode ser usada para bombear a água para os reservatórios superiores, sendo novamente turbinada quando as necessidades assim o exigirem.

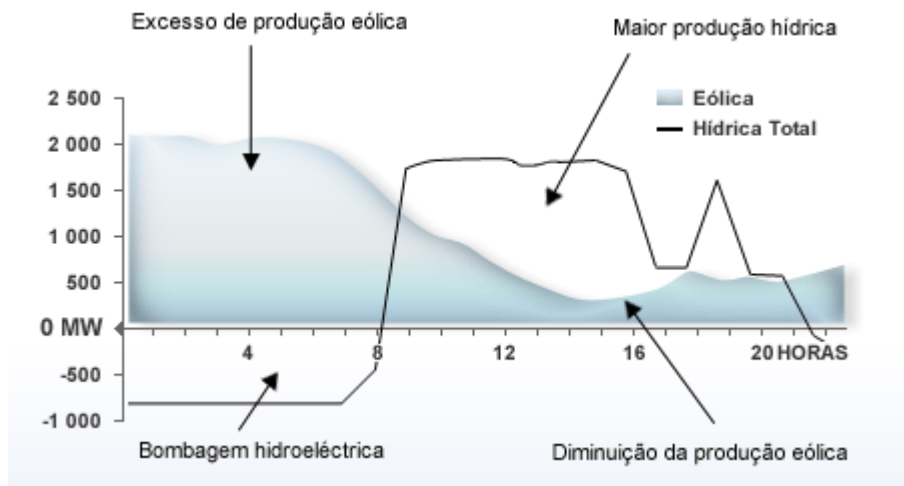
Actualmente, as centrais hídricas funcionam nos picos superiores dos *diagramas de carga*<sup>1</sup> nas épocas mais secas, entrando e saindo de funcionamento com grande rapidez, através da turbinção da água armazenada nas albufeiras. Durante o inverno operam de forma continua, com os aproveitamentos de *fio-de-água*<sup>2</sup> a funcionarem nos períodos na base do diagrama em cooperação com os grupos térmicos, aproveitando os fortes caudais afluentes disponíveis. Neste período verifica-se também intensa actividade de bombagem nas horas de vazio, para aproveitar a energia excedentária de diversas origens, rentabilizando-a e optimizando o funcionamento das centrais hidroeléctricas (figura 1).

---

<sup>1</sup> Traduzem a variação do consumo ao longo das horas do dia e dos dias do ano. (Barbosa, 2005)

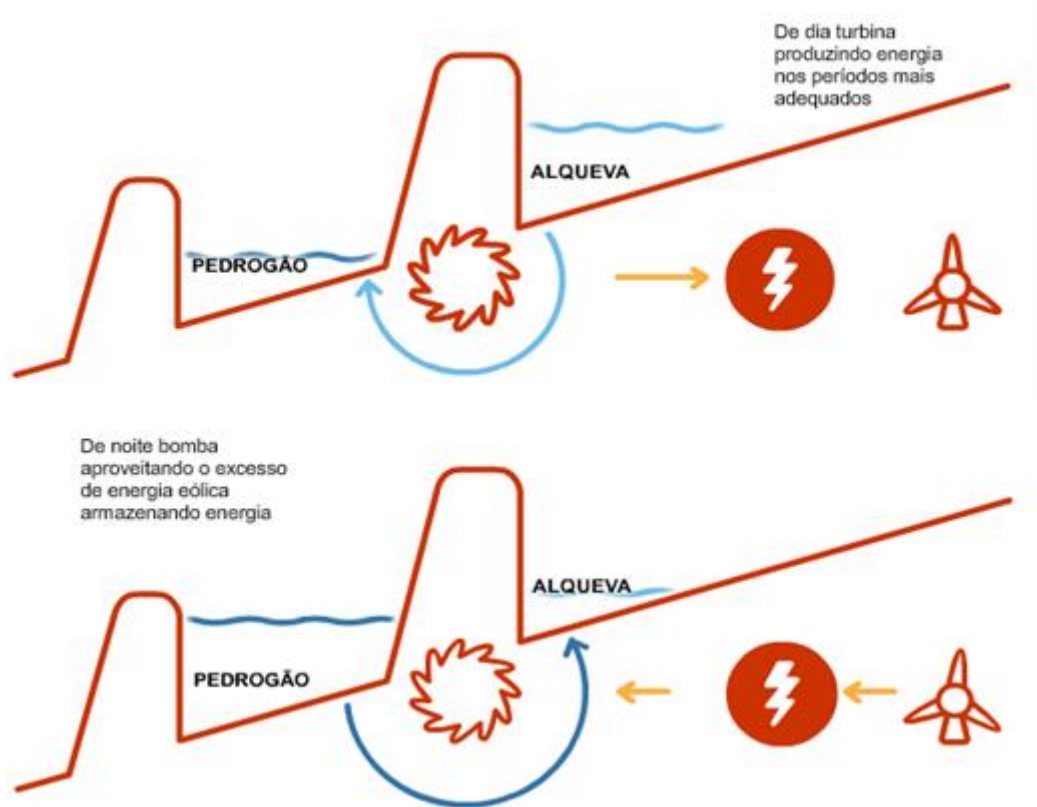
<sup>2</sup> Localizam-se geralmente em cursos de água com declives pouco íngremes, com caudais disponíveis elevados. Devido à sua reduzida capacidade de armazenamento, as afluências são lançadas quase imediatamente para jusante, pelo que o regime do rio não é muito alterado pelo aproveitamento.





**Figura 1 - Relação entre os gráficos de produção eólica e hidroelétrica**  
(Fonte: [www .a-nossa-energia.edp.pt](http://www.a-nossa-energia.edp.pt))

Pode-se portanto concluir que o aumento da potência eólica instalada deve ser acompanhado de um aumento da capacidade hidroelétrica reversível. Como exemplo, pode referir-se o esquema da relação hidroelectricidade-eólica no empreendimento do Alqueva (figura 2):



**Figura 2 - Exemplo do binómio hidroelectricidade-eólica do empreendimento do Alqueva-Pedrogão**  
(Adaptado de: [www .a-nossa-energia.edp.pt](http://www.a-nossa-energia.edp.pt))

Uma das questões relativamente a este binómio é o facto de o aumento da capacidade eólica poder acontecer de forma relativamente rápida, enquanto que o aumento da potência hidrelétrica reversível adequada é mais lento, devido à (natural) maior demora da componente da construção civil.

Estudos apontam que para cada 3,5MW eólicos instalados, deve existir 1MW de capacidade hidroelétrica reversível. A capacidade reversível instalada em Portugal ronda já os 2000MW, pelo que se considera suficiente para desempenhar a complementaridade da vertente eólica (Teixeira, 2012).

De acordo com as previsões para 2020 (tanto a nível das eólicas como das centrais hidroelétricas reversíveis), haverá cerca de 770MW reversíveis além do necessário para complementar a produção eólica. Esses 770MW excedentários, serão úteis para complementar as irregularidades de outros tipos de energias renováveis, como a solar, biomassa, ondas, microgeração, etc.

As considerações relativamente a este tópico não se limitam, contudo, à capacidade reversível instalada. Há que ter em conta também se a capacidade de armazenamento dos reservatórios é suficiente para armazenar a energia eólica em excesso. Em anos com pluviosidade elevada, as albufeiras dos aproveitamentos hidroelétricos nacionais mostram-se insuficientes para reter a totalidade das afluências, obrigando as barragens a descarregar. Nestas condições, a energia eólica em excesso não pode ser armazenada, o que se reflecte em grandes desperdícios de energia.

Em Janeiro de 2010 ocorreu mesmo uma situação curiosa, em que Portugal vendeu energia eólica excedente, a Espanha, a 0€/KWh, devido à elevada disponibilidade hídrica e eólica que se verificou (Félix, 2010).

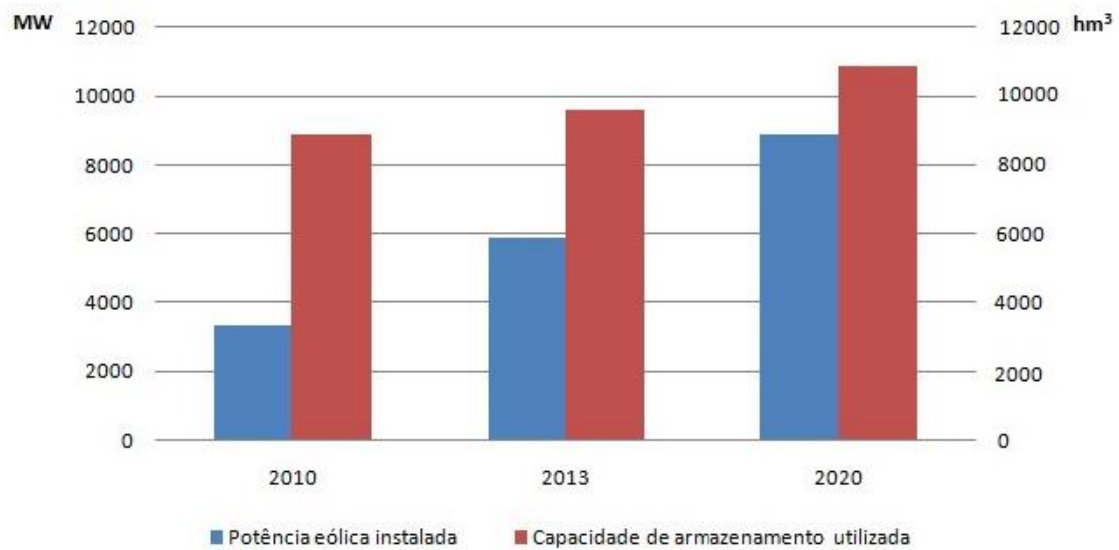


Figura 3 - Evolução da potência eólica instalada e da capacidade de armazenamento das albufeiras disponíveis.  
(Fonte: Félix, N., 2010)

Entre 2007 (data da elaboração do PNBEPH) e 2010, não se construiu nenhum aproveitamento hidroeléctrico de albufeira, pelo que a capacidade de armazenamento se manteve nos 8862 hm³. Em 2013, a capacidade de armazenamento aumentaria para 9579 hm³, devido às albufeiras do Baixo Sabor e Ribeiradio-Ermida e, em 2020, prevê-se que a capacidade de armazenamento passará para os 10845 hm³, com a adição da capacidade de armazenamento dos aproveitamentos que serão construídos no âmbito do PNBEPH.

O que se constata, portanto, é que a potência eólica é instalada a um ritmo superior ao aumento da capacidade de armazenamento disponível, como se pode ver pela redução da diferença entre as duas barras no gráfico da figura 3. Em 2010 existiam cerca de 2,6 hm³ de armazenamento por cada MW de potência eólica instalada, prevendo-se a diminuição para cerca de metade (1,2 hm³/MW) até 2020.

Isto implica que o PNBEPH, apesar de dar bastante relevância à energia eólica, se revela insuficiente para cumprir um dos seus maiores objectivos, o de conseguir a complementaridade entre os dois tipos de energia referidos, o que faz com que se possam prever futuramente mais situações (e com maior frequência) de falta de capacidade de armazenamento para a energia eólica excedentária.

A este problema, junta-se o do aumento de produção em regime especial por outras fontes como a solar, as ondas e a microgeração, que apesar de não serem tão

imprevisíveis como a eólica, também têm um carácter intermitente, pelo que precisam igualmente de uma complementaridade que só as centrais hidroeléctricas reversíveis podem proporcionar.

Uma das soluções que se coloca seria o aumento da capacidade de armazenamento das albufeiras. A questão é que esta solução implica alguns problemas, nomeadamente ambientais. Para pôr esta ideia em prática, existem duas possibilidades:

1. Construção de novos aproveitamentos hidroeléctricos com albufeiras com capacidade de armazenamento;
2. Aumento da capacidade das albufeiras dos aproveitamentos previstos no PNBEPH.

Tanto uma como outra apresentam condicionantes ambientais que podem atrasar a sua concretização por anos, ou mesmo inviabilizá-las. Por serem obras com grandes impactos ambientais, a sua construção iria implicar também um número maior de ecossistemas afectados; por outro lado, o aumento de capacidade das albufeiras já existentes, iria impactar consideravelmente as áreas inundadas, uma vez que seria necessário aumentar o seu nível NPA (Nível de Pleno Armazenamento).

### 3. Barragens reversíveis - o que são, como funcionam?

Uma central “convencional” transforma a energia mecânica da água, sob o efeito da gravidade, em energia eléctrica, sendo esta conseguida pelo desnível topográfico originado por um açude ou barragem. Uma central reversível permite, além disto, transformar energia eléctrica em energia potencial gravítica, pela bombagem de água de um reservatório inferior para um reservatório superior, possibilitando a sua “reutilização” (Teixeira, 2012).

Os aproveitamentos reversíveis são um método de manter a água em reserva para os picos de necessidade de energia. São instalações geralmente de menores dimensões, que se encontram a jusante da barragem maior, sendo a água bombeada para a albufeira da barragem a montante quando as carências energéticas são menores (por exemplo, no período nocturno) (figura 5). A água pode portanto fluir novamente através dos geradores de turbina (figura 4), nos momentos em que a procura seja elevada e é feita maior pressão sobre o sistema electroprodutor (U. S. Department of the Interior, 2005).

A albufeira actua como um reservatório, uma bateria, armazenando energia na forma de água quando os requisitos são baixos e produzindo à máxima potência em períodos de pico diários e sazonais (U. S. Department of the Interior, 2005).

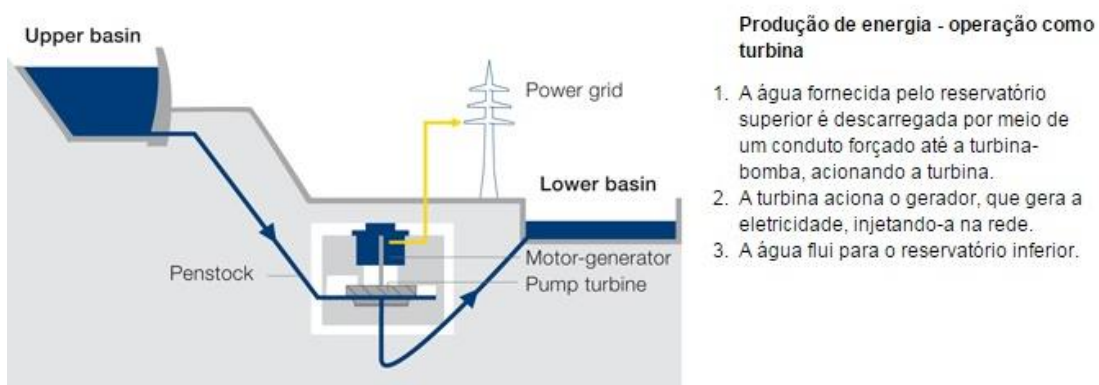
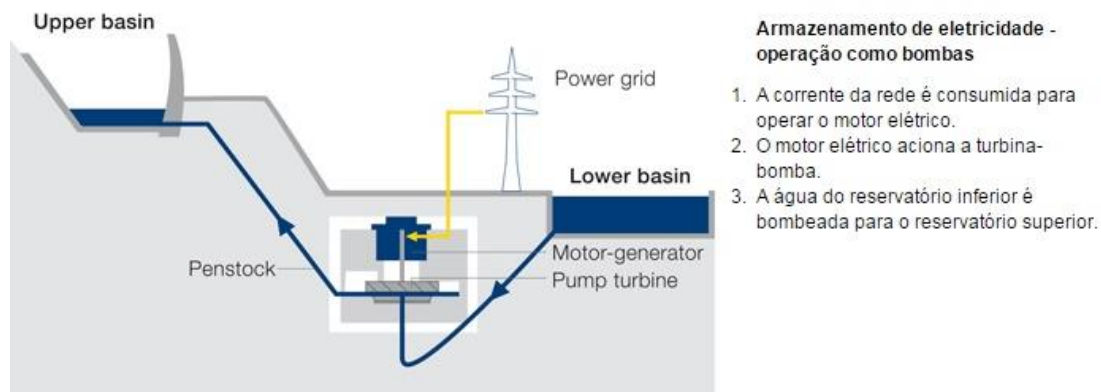


Figura 4 - Funcionamento de uma central hidroelétrica reversível em fase de produção  
(Adaptado de: [www.a-nossa-energia.edp.pt](http://www.a-nossa-energia.edp.pt))



**Figura 5 - Funcionamento de uma central hidroelétrica reversível em fase de armazenamento.**  
(Adaptado de: [www.a-nossa-energia.edp.pt](http://www.a-nossa-energia.edp.pt))

Os aproveitamentos reversíveis permitem voltar a colocar no reservatório superior a água que já produziu energia numa fase anterior. Este processo consome energia, mas ocorre usualmente em períodos de menor necessidade (geralmente no período da noite) ou em que exista excesso de produção. Nestes períodos de menor consumo, os preços da energia têm valores bastante reduzidos, pelo que o consumo de electricidade para bombear a água de volta à albufeira de montante, tem retornos financeiros consideráveis quando volta a ser turbinada (U. S. Department of the Interior, 2005).

Actualmente, este método de armazenamento é o mais eficiente que se conhece, tanto em termos de eficiência do equipamento, como em termos do investimento necessário por MW armazenado. Por estas razões, existe um aumento considerável da colocação de equipamentos de bombagem nos grandes empreendimentos hidroprodutores, muitas vezes associada a um aumento da potência existente.

Em casos críticos de seca, estes sistemas podem ser uma importante alternativa nas horas de maior consumo, evitando o recurso a equipamento térmico ou à importação.

A associação de instalações hidroelétricas reversíveis em associação com tecnologia de carácter intermitente, como a energia eólica, reforça o sistema electroprodutor com meios complementares que permitem um equilíbrio entre a oferta e a procura. Nesta situação, as instalações com reversibilidade têm a vantagem adicional de permitir aproveitar a maior oferta energética com origem eólica em horas em que o consumo é

menor. Deste modo, os aproveitamentos reversíveis reduzem a aleatoriedade da oferta, garantindo uma margem de reserva adequada e uma maior flexibilidade do sistema electroprodutor.

Os reservatórios podem ser de vários tipos, mas dividem-se maioritariamente em dois grandes grupos (Teixeira, 2012):

1. Centrais hídricas reversíveis puras – a fonte de energia é apenas a água previamente bombeada para o reservatório superior. Geralmente é utilizado como reservatório inferior o mar ou um lago, aproveitando-se alguma elevação montanhosa para construir o reservatório superior. Exemplo, a central de Okinawa, no Japão.
2. Centrais hídricas reversíveis combinadas – a fonte de energia é, não só a água armazenada no reservatório superior proveniente da bombagem, mas também a água que flui para esse reservatório a partir de um curso de água natural. É o caso da central do Alqueva, entre muitos outros.

Os aproveitamentos reversíveis puros envolvem dois reservatórios de água, ligados por um circuito hidráulico, com uma central de grupos reversíveis de grande potência. A sua função é bombear a água do reservatório inferior para um reservatório superior. Neste tipo de infraestrutura, é mais comum utilizar os termos “reservatório superior” e “reservatório inferior”, porque para otimizar o seu funcionamento, a diferença de cota deve ser tão grande quanto possível. No entanto, os reservatórios devem estar próximos, de forma a minimizar o circuito hidráulico ao mínimo. Isto implica muitas vezes a construção destes empreendimentos em zonas montanhosas. Sempre que possível, opta-se por utilizar um aproveitamento já existente e construir um reservatório superior numa encosta adjacente.

O seu funcionamento passa por puxar água do reservatório inferior durante as horas de vazio, armazená-la no reservatório superior e turbiná-la nas horas de ponta, quando é mais necessária. Os reservatórios superiores podem ser construídos em encostas sem cursos de água naturais, ou no leito de pequenos rios, cujos caudais em épocas de estiagem sejam praticamente nulos, ajudando assim também a regularizá-los. Desse modo, a hidroelectricidade gerada, depende principalmente da água

bombeada (daí a designação de bombagem pura) e não tanto do fluxo natural que alimenta o reservatório superior<sup>3</sup>.

Assim, um aproveitamento de bombagem pura ideal deve cumprir os seguintes requisitos:

- Potência instalada a rondar os 400 MW;
- Queda de aproximadamente 300 m;
- Possibilidade de operar continuamente por períodos suficientemente longos;
- Custos de implementação moderados;
- Tempo de construção curto.

Cumprindo estes requisitos, presume-se a disponibilidade de uma capacidade de bombagem/turbinamento na ordem dos 150m<sup>3</sup>/s. Estes valores não são demasiado ambiciosos e podem ser alcançados facilmente, com obras de pequena dimensão, impactos mínimos e custos reduzidos. Na verdade, os grupos reversíveis serão o elemento com custos mais significativos na construção deste tipo de estrutura.

De forma a minimizar os custos, os construtores dispõem de duas opções. Podem aumentar a eficiência das turbinas ou, por outro lado, aumentar a diferença de cota entre os dois reservatórios. Esta segunda hipótese é geralmente mais utilizada, porque além de ser mais simples, possibilita empreendimentos de menores dimensões que produzem a mesma quantidade de energia, com menores volumes turbinados<sup>4</sup>.

Os aproveitamentos de bombagem pura não estão, contudo, previstos no PNBEPH, sob a alegação que estes consomem mais energia do que produzem. Contudo, o próprio PNBEPH afiança que este tipo de estrutura pode ter interesse no caso de défices de capacidade de bombagem necessária para compensar as irregularidades da produção eólica.

Apesar de ser verdade que um aproveitamento deste género consome mais energia no processo de bombagem do que aquela que produz ao turbinar o mesmo volume de água, há que considerar outros factores. Durante os períodos de vazio, as tarifas de electricidade atingem valores muito mais baixos do que os que são praticados durante as horas de maior consumo. Como qualquer aproveitamento reversível utiliza energia

---

<sup>3</sup> Pode não existir qualquer caudal a alimentar este reservatório e este funcionar só com a água que é bombeada do reservatório inferior. Ver "aproveitamento de Taum Sauk".

<sup>4</sup> Cotas mais elevadas permitem maximizar a energia acumulada pela água bombeada.



excedentária disponível nas horas de vazio, a preços muito reduzidos, se partirmos do princípio que a água armazenada será turbinada em horas de pico de carga, quando o valor da energia é 5-10 vezes mais elevado, esta diferença de tarifas acaba por tornar o processo vantajoso. Posto de outra forma, mesmo que uma central reversível pura gaste, durante a bombagem, o dobro da energia que produz ao turbinar, o processo global será sempre financeiramente vantajoso.

Outra vantagem a ter em conta é a possibilidade de regularização de caudais durante as cheias, com particular ênfase no troço nacional do rio Douro. Estes fenómenos climáticos, além dos danos materiais e prejuízos implícitos, impedem o bom funcionamento dos aproveitamentos de fio-de-água (REN, 2006). A ideia é que os aproveitamentos de bombagem pura, instalados nas encostas ao longo do rio Douro, podiam bombear a água em excesso para reservatórios adjacentes, reduzindo portanto o caudal do rio e assim, permitindo um melhor funcionamento dos aproveitamentos ao longo do rio. Além das vantagens óbvias, já mencionadas, também se conseguiria reduzir o desperdício energético, uma vez que a água armazenada, seria mais tarde turbinada e convertida em valor financeiro (REN, 2006).

A título de exemplo, refira-se o aproveitamento de Taum Sauk, no Missouri, EUA. Foi o primeiro empreendimento do género, tendo começado a operar em 1963, com duas turbinas reversíveis com uma capacidade instalada de 175MW. Em 1999 sofreu operações de reforço de potência, passando a contar com 225MW de capacidade instalada. Este aproveitamento não tem qualquer tipo de caudal primário a alimentar o reservatório superior, pelo que é um consumidor líquido de electricidade: as leis da termodinâmica dizem-nos que se consumirá mais energia para bombear água para o cimo de uma montanha do que a que é gerada quando esta é turbinada para o reservatório inferior. Contudo, devido à diferença de tarifas, esta central continua a ser economicamente viável.

A 14 de Dezembro de 2005, uma falha no reservatório superior, deixou o empreendimento inoperacional, até à sua reconstrução, recertificação e abertura, em 2010. Poucos meses antes da falha, em 2005, à central tinha sido atribuído o galardão de IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) Milestone, que consagra as conquistas históricas fundamentais em engenharia eléctrica e electrónica.

Em Portugal não existem muitos aproveitamentos de bombagem pura planeados, mas já se procedeu à análise dos locais mais promissores para instalações deste tipo,

destacando-se o projecto de Linhares, um pequeno afluente do Douro, onde se ponderou um empreendimento com estas características, mas que não chegou a avançar. Em 2012, a EDP venceu o concurso para a atribuição de concessão do Aproveitamento Hidroeléctrico de Carvão-Ribeira, no rio Távora. Este será o primeiro aproveitamento hidroeléctrico de bombagem pura a funcionar em Portugal e terá uma potência instalada de 555 MW e uma produção bruta estimada em 859GW/ano (Félix, N., 2010).

## 4. Evolução Histórica da Produção Hidroelétrica

A construção da primeira barragem com função de produção hidroeléctrica, remonta a 1882, no Fox River, Appleton, Wisconsin. A utilização de água como fonte de energia, contudo, vem já das culturas antigas. A civilização grega, a Roma imperial e a China usavam moinhos movidos a água para moagem de trigo (NHA, 2015).

Em Portugal, apesar de a utilização de águas fluviais como força motriz para produzir energia eléctrica ter começado no final do século XIX, só no início do século XX é que a distribuição eléctrica adquire significado industrial e social, principalmente nas grandes cidades, em Lisboa e no Porto (Vasconcelos, J., 2010).

Em 1892, surge no rio Corgo, pela Companhia Eléctrica e Industrial de Vila Real, a primeira instalação deste género. Em 1926, foi substituída por uma barragem no Ínsua e uma central em Terrajido, equipada com uma turbina de cerca de 120 MW (REN, 2002).

A segunda instalação em território português, a central de Furada, começa a funcionar em 1895, no rio Cávado, para iluminar o espaço público em Braga. Praticamente no mesmo local é instalado, em 1951, o aproveitamento de Penide (REN, 2002).

No final do século XIX, começa ainda a estudar-se a possibilidade de explorar o rio Guadiana para produzir energia hidroeléctrica, apesar de na prática, só cerca de um século depois ter surgido a barragem do Alqueva.

Nos Açores, o investimento neste tipo de energia a partir do final do século XIX foi muito forte (figura 6), inaugurando-se em 1899 a primeira de cinco centrais hidroeléctricas (REN, 2002).

Ano	Central	Potência (KVA)
1899	Central da Vila	60
1902	Salto do Cabrito	60
1904	Fábrica da Cidade	300
1908	Salto do Cabrito	+ 180
1911	Central da Praia	150

Figura 6 - Primeiras centrais hidroeléctricas nos Açores  
(Fonte: [www.centrodeinformacao.ren.pt](http://www.centrodeinformacao.ren.pt))

Posteriormente, foram surgindo mais estações no território continental, em Riba Côa (Rio Côa, 1906), Caniços (Rio Vizela, 1908), em Varosa (Rio Varosa) e Senhora do Desterro (Rio Alva), ambas em 1909 (REN, 2002).

Em 1910, a rede de distribuição eléctrica de Lisboa já alimentava cerca de 2000 consumidores, estendendo-se por 250km (Vasconcelos, J., 2010).

Durante muitos anos, o abastecimento de electricidade tinha por base energia de origem térmica, servindo as instalações hidroeléctricas basicamente para abastecer instalações industriais isoladas. A “hidroelectricidade” propriamente dita, só chega ao Porto em 1923 e a Lisboa em 1951 (Vasconcelos, J., 2010).

Em 1926 é publicada a Lei dos Aproveitamentos Hidráulicos, que regulava a produção, transporte e distribuição de energia eléctrica. Esta lei surgiu da necessidade de uma rede eléctrica nacional e da ideia de que o Estado devia fomentar e apoiar financeiramente a realização de aproveitamentos hidroeléctricos (REN, 2002).

As primeiras centrais foram pensadas para abastecer consumos locais ou limítrofes e alimentar algumas indústrias na zona do Vale do Ave, Covilhã e Portalegre (REN, 2002).

Na década de 30, há uma mudança de paradigma, e começa a pensar-se na opção de grandes aproveitamentos hidroeléctricos para produção de energia com vista ao *“aumento da produção industrial e agrícola, pela irrigação dos campos”* (discurso de Oliveira Salazar na Sala de Risco, 1930).

Em 1930, apenas 75 das 395 centrais eléctricas eram hídricas, o que correspondia na altura a uma potência instalada de 360MW (cerca de 24% do total). Todas elas tinham uma potência individual inferior a 10MW, pelo que se pode dizer que todas as centrais hidroeléctricas em Portugal até 1950 caíam na categoria de “mini-hídricas”.

É também nesta altura (década de 30) que se começa a estudar de forma sistemática a topografia e geologia dos rios Portugueses, bem como a viabilidade do seu aproveitamento para produção de electricidade e abastecimento, resultando daqui a elaboração do primeiro inventário dos recursos hidráulicos nacionais (REN, 2002).

Nesta década foram publicados alguns diplomas, pelo Ministério das Obras Públicas e Comunicações, com o intuito de viabilizar as grandes obras que o Governo perspectivava, incluindo a criação da Junta de Electrificação Nacional, em 1936. Isto

permitiu o desenvolvimento dos grandes empreendimentos hidroeléctricos, que no entanto, só alcançariam um papel de relevo após a 2ª Guerra Mundial (REN, 2002).

O primeiro sistema reversível surge em 1933, numa pequena hídrica em Baldeney, Alemanha. Somente duas décadas depois, em 1956, é que surge em Hiwassee, nos Estados Unidos da América, uma central hídrica reversível de grande potência (56MW) (Teixeira, 2012).

Na década de 40, a produção de energia eléctrica, caracterizava-se por um predomínio de recursos estrangeiros (dois terços dos recursos utilizados para a produção de electricidade) e da actividade predominante de três centrais, a hidroeléctrica do Lindoso e as duas termoeléctricas do Tejo e de Santos (estas produziam nessa altura, incomparavelmente mais que todas as outras) (REN, 2002).

Entre 1950-60, há um impulso considerável na capacidade hidroeléctrica, que passa de 152MW para uns impressionantes 1085MW, permitindo que, no final da década de 60, 80% da potência instalada e 95% da energia eléctrica consumida em Portugal tivesse origem hidroeléctrica. Prosseguem entretanto os aproveitamentos nas bacias do Cávado e Zêzere e do troço nacional do rio Douro, até que, em 1964, começa a funcionar a **primeira central hídrica reversível do país**, no aproveitamento do Alto Rabagão, com uma potência instalada de 72MW (Teixeira, 2012).

Na origem do *boom* hidroeléctrico estiveram motivos económicos, políticos e ideológicos. Em termos económicos e sociais, a hidroelectricidade era uma opção óbvia em várias regiões; noutras em que a sua vantagem sobre o carvão não era tão óbvia, foi sujeita a debate público. A hidroelectricidade, contudo, foi uma forte aposta do Estado Novo, e do seu programa de electrificação nacional, implicando uma ideia de independência de potências externas.

Apesar de ter sido um baluarte do Estado Novo, a hidroelectricidade em Portugal não se resumiu a um pequeno período de história económica (como sucedeu em muitos países), nem somente a um mero episódio da era industrial, pelo que não deve ficar negativamente associada ao regime (Vasconcelos, J., 2010).

Com o crescimento exponencial dos consumos e o aumento dos preços do petróleo na década de 70, a produção hidroeléctrica ganhou novo impulso, havendo já em Portugal alguma experiência e *know how* específico. Neste contexto surgiram cinco

aproveitamentos na porção nacional do Rio Douro e múltiplos aproveitamentos no Rio Mondego (Cruz, 2010).

No fim da década de 80, dá-se a publicação de legislação específica relativa à criação do regime especial para a produção de energia a partir das pequenas centrais hidroeléctricas (mini-hídricas), retomando a visão inicial de produção baseada em instalações de pequena dimensão e baixa potência (até 10MW). Desde então, tem-se publicado legislação com vista a dinamizar o seu desenvolvimento, com o foco no alargamento do conceito a aproveitamentos até os 30MW de potência instalada.

Na década de 90 surgem os aproveitamentos do rio Lima (Alto Lindoso e Touvedo, em 1992) e o reforço de potência do aproveitamento de Miranda, com nova central construída em 1995 (Baptista, 2010). Nesta década, começa a verificar-se uma diminuição da construção de novas centrais hídricas reversíveis, muito devido aos baixos preços do gás natural. Este facto tornou as turbinas a gás mais competitivas no fornecimento de energia eléctrica. As crescentes preocupações com os impactes ambientais deste tipo de empreendimento também contribuíram para a desaceleração da construção de novas centrais (Teixeira, 2012).

Entretanto, as considerações ambientais são incluídas na legislação nacional, passando os empreendimentos hidroeléctricos a estar sujeitos a estudos de impacte ambiental rigorosos, com processos minuciosos e demorados, o que por vezes dificultava o cumprimento dos prazos de construção e a evolução do sector (Baptista, 2010).

Desde o princípio do século até ao final de 2010, entraram ao serviço pouco mais de 500MW de energia hidroeléctrica, principalmente da central do Alqueva (240MW), no rio Guadiana, e do reforço de potência de Venda Nova (191MW), ambas equipadas com grupos reversíveis.

Em relação ao consumo em Portugal, houve alguns picos de produção na primeira década, que ocorreram em 2001, 2003 e 2010 (IPH<sup>5</sup> superior a 1), coincidindo com anos chuvosos, onde as centrais puderam funcionar durante períodos mais longos e, portanto, produzir mais electricidade.

O consumo eléctrico em Portugal tem continuado a aumentar ao longo deste último século. Contudo, esse consumo não é constante ao longo do ano. Os consumos na

---

<sup>5</sup> Índice de Produtividade Hidroeléctrica

altura do Inverno são muito mais acentuados do que no Verão, facto explicado pela menor exposição solar se traduzir em períodos mais longos de iluminação e aquecimento. Mesmo ao longo de um dia verificam-se variações no consumo. Nas horas de ponta, durante o dia, observam-se consumos mais acentuados do que no período da noite. Por serem flexíveis e terem um tempo de resposta curto, são os aproveitamentos hidroelétricos que respondem rapidamente a estas variações diárias, nas horas de ponta, pois conseguem disponibilizar rapidamente para o sistema, quantidades consideráveis de potência nos grupos produtores e arrancar os que estejam em fase de armazenamento de forma quase instantânea.

Em 2009, Portugal tinha uma capacidade hidroelétrica de cerca de 4980 MW de potência instalada, representando aproximadamente 30% da produção elétrica nacional (cerca de 16.730 MW). A crise financeira despoletou descidas consideráveis no consumo energético, um pouco por todo o mundo. Portugal observou um decréscimo inédito de 1,4% no consumo, comparativamente com o ano anterior; Espanha e Alemanha, 4,4 e 5%, respectivamente e nos Estados Unidos verificou-se uma redução de 6,5%. Ou seja, num período de tempo relativamente curto (um intervalo de poucos meses), precipitou-se uma situação que vários políticos e cientistas andavam a tentar promover há duas décadas: a redução do consumo de energia e emissão de gases de efeito de estufa. Isto, contudo, foi mais notório nos países desenvolvidos. Nos países em vias de desenvolvimento, só se observou uma desaceleração do consumo (Vasconcelos, J., 2010).

Com a actual aposta no aumento da capacidade instalada em aproveitamentos existentes, tem-se recorrido cada vez mais à instalação de equipamentos de bombagem. Isto reflecte um aumento significativo de potência. Até ao fim deste ano (2015), está previsto um reforço de potência (total) de 1400 MW, mais de 70% recorrendo à instalação de equipamentos de reversibilidade.

Num horizonte mais alargado, olhando para 2020, pretende-se duplicar a capacidade instalada em grandes aproveitamentos hidroelétricos e passar a capacidade reversível dos cerca de 1000 MW para uns ambiciosos 4400 MW.

Tendo em vista 2020, esta ambição do mercado hidroelétrico (sobretudo no que toca aos aproveitamentos reversíveis) é um importante incentivo na constituição de uma reserva para garantir os níveis operacionais necessários para manter um abastecimento sem falhas e maximizar a utilização de recursos nacionais e

renováveis. As previsões apontam para uma possibilidade de produção excessiva de apenas 27,5%, nos períodos de menor carência energética. Os eventuais desaproveitamentos nestas fases podem ser minorados devido à potência disponível em aproveitamentos reversíveis, ficando a energia armazenada para utilização futura.

A União Europeia estabeleceu, a partir de 1993, uma estratégia para produção de energia com origem em fontes renováveis, com base em motivações ambientais, de segurança e económicas. Este mercado de electricidade com regras comuns teve a sua génese na Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, em 1993 e no Protocolo de Quioto (1997), que pretendia reduzir as emissões de GEE para os níveis de 1990 (REN, 2006).

A Directiva 2003/54/CE estabelece regras comuns para o mercado europeu de produção, transporte, distribuição e fornecimento de electricidade; a Directiva 2009/28/CE promove a utilização de energias renováveis, definindo para Portugal uma meta de 31% do consumo final de energia em 2020 (Baptista, 2010). Esta meta, equivalente a uma redução na dependência energética externa de 85 para 69%, supostamente aconteceria com base na utilização de energias renováveis para satisfazer 21-22% da electricidade consumida, utilização de biocombustíveis e electricidade em transportes e aplicação de medidas de eficiência e utilização racional de energia (Leitão, 2010).

Em relação à produção eléctrica, as metas apontam para 63-66% de energia de fontes limpas, com a contribuição dos actuais aproveitamentos hidroeléctricos, dos futuros aproveitamentos previstos, parques eólicos e outras fontes renováveis (biomassa, biogás, ondas, energia solar, RSU) (Leitão, 2010).

Os objectivos europeus reflectem-se, obviamente, em políticas e estratégias nacionais, com metas cada vez mais ambiciosas, inseridas no Mercado Ibérico de Electricidade e envolvidas pelo Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC) e o Programa Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão (PNALE). Estes programas têm como objectivos gerais, garantir a segurança do abastecimento de energia, estimular a concorrência e a competitividade da economia e garantir a adequação e sustentabilidade ambiental do processo energético.

Os objectivos estabelecidos para 2020 coadunam-se com as potencialidades de produção de energia hidroeléctrica no território português, tanto em aproveitamentos de grande dimensão, como nos de pequena e média dimensão.



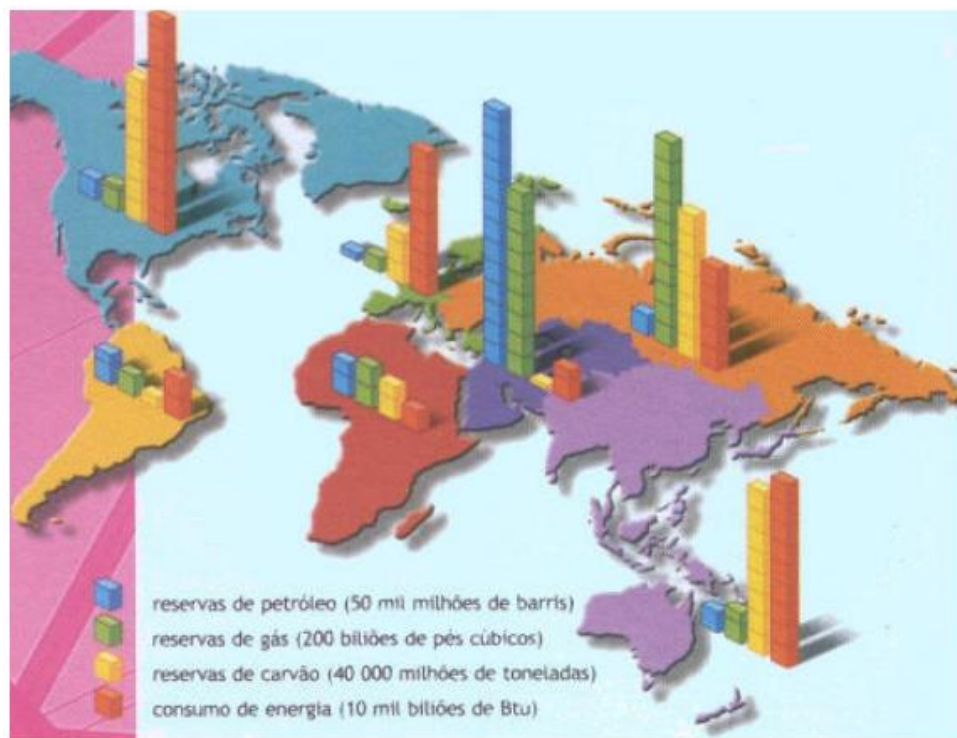
A EDP, como maior explorador dos empreendimentos hidroeléctricos nacionais faz periodicamente uma análise do seu potencial produtor, para verificar oportunidades de melhoria, considerando as perspectivas de evolução do mercado de electricidade. Com os novos empreendimentos previstos, a EDP pretende aumentar em 3.000MW a capacidade hídrica, dois terços dos quais, com capacidade de bombagem, com a vantagem adicional de evitar a emissão de cerca de 3.300 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> (Castro, 2010).

Dado o impacto da construção de novas albufeiras, a EDP pretende também que os novos projectos sejam anunciados o mais cedo possível, para que a sua construção fique aberta a discussão. Neste sentido, tem feito um esforço de comunicação, para que as comunidades onde os empreendimentos irão ser instalados estejam devidamente informadas, mas também para que a população possa ser ouvida e se encontre a melhor forma de minimizar os impactes criados.

## 4.1 Situação actual a nível mundial

Já se referiu a dependência de Portugal face à energia externa, contudo, este não é um problema exclusivamente do nosso país. Na realidade, a generalidade da União Europeia sofre com a mesma carência energética: as necessidades europeias são satisfeitas importando cerca de 50% da totalidade da energia consumida.

As reservas de petróleo, gás natural e carvão na União Europeia são consideravelmente menores do que no resto do mundo (figura 7). Para agravar a questão, os consumos são bastante elevados. Estes dois factores deixam os países da União Europeia e, conseqüentemente, Portugal, numa situação de dependência energética de outros países.



**Figura 7 - Distribuição mundial dos consumos e reservas de combustíveis fósseis.**  
(Fonte: Félix, N., 2010)

Além das questões económicas que esta situação acarreta, também provoca instabilidades ao nível do abastecimento. A maior parte dos combustíveis fósseis é importado de países com situações geopolíticas delicadas, como a Rússia e o Médio Oriente, pelo que, ocasionalmente, surgem situações de quebra no abastecimento, quando esses países se servem da energia como arma de chantagem nas guerras políticas.

Topograficamente falando, Portugal é um país pequeno, mas com uma superfície irregular, o que permite que haja aproveitamento dos desníveis nos rios para produzir energia hidroelétrica. Os estados unidos, em contrapartida, são um país grande, mas basicamente plano, pelo que não podem tirar grande proveito da energia hídrica.

Portugal é um dos países da União Europeia com maior potencial hídrico por explorar. Ainda temos, portanto, uma utilização reduzida de um recurso abundante no nosso território para produzir energia. Presentemente, aproveitamos apenas cerca de 50% dos recursos que temos disponíveis, quando a média europeia ronda os 80% (Castro, 2010).

Estes dados são contraditórios com a nossa situação real, uma vez que Portugal é dos países da União com maior dependência energética. O nosso país importa ainda uma

quantidade considerável de energia, pois não existem outros recursos (gás natural, carvão ou petróleo) capazes de garantir o abastecimento de electricidade (Vasconcelos, T., 2012).

Os investimentos nos anos 50-90 contribuíram com incrementos de cerca de 900 MW por década, criando as bases do actual sistema hidroeléctrico. Contudo, nos últimos anos, os investimentos foram consideravelmente reduzidos, não acompanhando o crescimento populacional e industrial.

Há sobretudo três causas que se podem apontar para a redução do investimento em instalações hidroeléctricas. Razões económicas, ambientais e o chamado efeito “Foz-Côa” (Castro, 2010).

As razões económicas podem ser explicadas pelo facto de os custos de construção de novos aproveitamentos hidroeléctricos serem, geralmente, suportados pelos consumidores, nas tarifas de electricidade, pelo que eles mesmos exerciam uma regulação sobre a construção de novos empreendimentos. Como é compreensível, os consumidores não ambicionam aumentos nas tarifas que pagam mensalmente, o que refreou a disponibilidade financeira para estes investimentos (Castro, 2010).

Além disso, com a criação do mercado Ibérico de electricidade, passou a haver uma perspectiva menos centralizada no consumo nacional. A liberalização do mercado fez com que as centrais portuguesas tivessem de competir diariamente com as centrais espanholas (grande parte do potencial hidroeléctrico de Portugal, vem de rios com origem em Espanha) na satisfação do abastecimento em ambos os países. Além disto, as questões ambientais também pesaram nesta queda de investimento. Por maiores benefícios que uma barragem tenha no panorama geral, a sua construção, e a consequente criação de uma albufeira, tem impactos ambientais inegáveis na zona. Estes impactos não devem ser menosprezados, porque além da óbvia modificação da paisagem, promovem a destruição de ecossistemas (por submersão) com repercussões no equilíbrio biológico da zona ribeirinha e modificações na qualidade ecológica da água.

Sendo estas questões preponderantes nos dias de hoje, cada vez mais se tenta encontrar medidas atenuadoras do impacto causado pela construção destas estruturas. Quando estas são insuficientes, recorre-se comumente a compensações, que muitas vezes actuam já em áreas fora da zona da albufeira (caso do Baixo sabor). Cada vez estas medidas são mais apertadas, muitas vezes com durações que

acompanham todo o período de concessão da obra e por extensões que distam bastante da área de afectação directa da albufeira (por exemplo, quando se trata de medidas para conservação de espécies locais) (Castro, 2010).

Por fim, o efeito “Foz-Côa”. Portugal tinha identificado uma série de locais para novos empreendimentos, ordenados com base na sua valia eléctrica e nas necessidades do sistema, considerando as características de cada um, como a localização/bacia, dimensão da albufeira, potência, reversibilidade, etc (Castro, 2010).

De entre estes projectos, salientava-se o de Foz-Côa, devido à necessidade de criar uma grande albufeira que permitisse gerir melhor as afluências do rio Douro. Neste rio estão instalados cerca de 3000 MW de potência, responsáveis por cerca de 40% da produtividade hídrica nacional. Esta necessidade de gerir as afluências do Douro agudizou-se com a construção de grandes albufeiras do lado espanhol. Num ano hidrológico seco, estas albufeiras poderiam restringir a capacidade de exploração do lado português. A criação de uma albufeira permitiria lançar caudais de emergência em períodos de seca, permitindo o fornecimento de potência em períodos críticos (Castro, 2010).

Contudo, este empreendimento foi interrompido devido ao mediático caso das gravuras rupestres. Como se tratava de um empreendimento prioritário, procurou-se imediatamente uma alternativa com características semelhantes, salientando-se a opção do Baixo-Sabor. Infelizmente, este projecto estava ainda em fase embrionária, o que obrigou a um compasso de espera para desenvolvimento do projecto e respectivo estudo de impacto ambiental. Entretanto, surgiram também algumas questões legais, cuja pendência levou ao adiamento na construção de outros projectos.

Em 2007, com o objectivo de dar cumprimento à Directiva 2001/77/CE, relativa à promoção da electricidade com origem em fontes renováveis, surgiu o PNBEPH. Segundo este programa, os novos grandes aproveitamentos hidroeléctricos devem permitir um aumento de 2.000MW da potência instalada, dos quais, 1750MW serão reversíveis.

Nas últimas 2 décadas, o crescimento da potência hídrica em Portugal foi inferior a outros países europeus (Castro, 2010). Assim, este plano fixa metas para 2020 que incluem, não só uma redução da dependência energética nacional, mas também uma redução das emissões de CO<sub>2</sub>, contribuindo assim também para o cumprimento das metas do Protocolo de Quioto.

A implementação de uma nova política energética nacional acentuou a necessidade de reforçar o parque electroprodutor, recorrendo a investimentos em fontes de energia mais limpas e com menores custos de produção, como são a energia hidroelétrica e eólica.

No que toca à energia eólica, Portugal era, em 2005, o país com maior crescimento no desenvolvimento da instalação de parques eólicos da União Europeia. No entanto, a dimensão do sistema limita a possibilidade de aumentar os objectivos das eólicas sem aumento da capacidade de bombagem e da capacidade de armazenamento (pontos fortes das barragens reversíveis).

Um dos objectivos do PNBEPH e das políticas energéticas assumidas pelos sucessivos governos portugueses, é a redução da dependência energética externa, passando a solução pela aposta nas fontes de energia renováveis, nomeadamente a hídrica.

*“A meta a atingir em 2010, em termos de quota de electricidade produzida a partir de fonte renovável, foi fixada inicialmente em 39 por cento do consumo.*

*No início deste ano o nosso primeiro-ministro aumentou-a para 45%,  
prevendo-se que em 2020 este valor possa subir para mais de 2/3,  
uma vez que em Portugal existem os recursos naturais para o fazer.”*

(Citado em: TVI24.iol.pt, 18-09-2007)

Na Estratégia Nacional para a Energia (ENE), a meta de redução da dependência externa de energia ficou estabelecida nos 74% para 2020.

As previsões apontam uma estimativa de consumos em 2020 a rondar os 55000 GW (dados do Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis) e a produção hidroelétrica contribuirá com cerca de 14300 GW, se considerarmos operacionais todos os aproveitamentos hidroelétricos que estão previstos até essa altura, satisfazendo assim cerca de 26% do consumo (Félix, N., 2010).

#### 4.1.1 Legislação

Com o passar do tempo, tem aumentado a pressão sobre a regulação das emissões de gases nocivos ao ambiente, de modo a combater as alterações climáticas. Este compromisso tem levado à união de esforços e à definição de políticas convergentes

um pouco por todo o mundo, com principal relevância para a Europa. Estas exigências internacionais têm tido influência nas políticas energéticas nacionais, tendo em vista a produção de energia limpa e renovável (maioritariamente a eólica e a hídrica), como formas sustentáveis de alcançar as metas comunitárias (Leitão, 2010).

Em 1992 foi assinado o Tratado Internacional da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima e, em 1997, foi discutido o Protocolo de Quioto, no Japão, onde se estabeleceram compromissos rígidos para a redução de Gases com Efeito de Estufa (GEEs). Das medidas acordadas, salienta-se a reforma dos sectores de energia e transporte (direccionando-os para as energias renováveis em vez dos combustíveis fósseis), a eliminação de mecanismos financeiros que constituam entraves ao sucesso do Protocolo, a limitação das emissões de metano no tratamento de resíduos e dos sistemas energéticos, a protecção das florestas e a promoção do uso de fontes de energia renováveis (Leitão, 2010).

Na sequência do Protocolo de Quioto, vários países comprometeram-se a reduzir a quantidade de gases poluentes emitidos. A União Europeia assinou-o em 1998, comprometendo-se com uma redução global de 8%, entre 2008-2012. A percentagem exigida não foi igual para todos os países, variando com o Princípio da Responsabilidade Comum. Portugal ratificou o Protocolo de Quioto a 31 de Maio de 2002, entrando em vigor a 16 de Fevereiro de 2005.

O Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC), apresentado em 2002, propôs uma série de medidas com o objectivo de reduzir os impactes negativos das alterações climáticas. Os objectivos gerais eram a melhoria da qualidade ambiental, a promoção da eficiência energética através do fomento da produção de energia a partir de fontes renováveis e o desenvolvimento tecnológico.

Em 2001 é assinada a Directiva 2001/77/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Setembro, “relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes de energias renováveis no mercado interno da electricidade”. Foram estabelecidas, para os países membros, metas a médio prazo para a produção de electricidade a partir de fontes renováveis, “por razões de segurança e diversificação do abastecimento de energia, de protecção ambiental, bem como de coesão social e económica”. A meta para Portugal foi de, em 2010, 39% do consumo anual bruto de electricidade ter origem em fontes renováveis.

A Estratégia Nacional para a Energia (ENE) surgiu pela necessidade de atenuar as alterações climáticas e cumprir as metas internacionais. O objectivo era garantir a estabilidade do abastecimento, pela diversificação de recursos e pela promoção da eficiência energética, com reforço das energias renováveis. Nesta altura salientou-se os imensos recursos eólicos e hídricos de que o nosso país dispunha e ainda não fazia proveito.

Em 2004 surgiu um novo PNAC, como tentativa de corrigir o facto de muitas medidas não estarem a ser cumpridas, o que nos estava a afastar das metas do Protocolo de Quioto. Assim, o PNAC foi revisto e actualizado, surgindo medidas essenciais tanto para o cumprimento do Protocolo de Quioto como da Directiva 2001/77/CE. Foi nesta altura estabelecida uma meta de 5.000MW de energia hídrica até 2010.

Aproveitamento	Potência Instalada [MW]
Foz Tua	234 (Reversível)
Fridão	163
Padroselos	113 (Reversível)
Gouvães	112 (Reversível)
Daivões	109 (Reversível)
Vidago (Alto Tâmega)	90 (Reversível)
Almourol	78
Pinhosão	77 (Reversível)
Girabolhos	72 (Reversível)
Alvito	48

Figura 8 - Aproveitamentos seleccionados do PNBEPH  
(Adaptado de: Moreira R., 2009)

O PNAC voltou a ser revisto pela Resolução do Conselho de Ministros nº 1/2008, de 4 de Janeiro, e foi substituído pelas “Novas Metas 2007”. Apontando para 2020, este novo plano estabeleceu o objectivo de instalar 7000 MW hídricos em Portugal, o que equivaleria a aproveitar 70% do potencial hídrico disponível. (Teixeira, 2012) Para isso, foram aprovados os aproveitamentos hidroeléctricos do Baixo Sabor e Ribeiradio/Ermida. Do Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctricos (PNBEPH), aprovado em 2007, constam ainda 10 aproveitamentos hidroeléctricos a implementar, para um total de 1.096 MW de potência, 807 dos quais, reversíveis (figura 8). Da tabela acima podem salientar-se dois pontos: a maioria dos aproveitamentos hidroeléctricos/reforços de potência previstos são reversíveis e situam-se na Bacia Hidrográfica do Douro.

Inicialmente, o PNBEPH antecipava que dos aproveitamentos previstos, apenas Fridão e Alvito não teriam reversibilidade. Contudo, depois de adjudicadas as obras, algumas empresas vencedoras apresentaram alterações aos projectos. A EDP optou por acrescentar grupos reversíveis no aproveitamento do Alvito, enquanto a Iberdrola recuou na reversibilidade dos aproveitamentos do Alto Tâmega e Daivões. Apesar de isto resultar num menor número de aproveitamentos reversíveis, em contrapartida, a potência reversível acaba por aumentar, devido aos aumentos na potência instalada (figura 9).

Aproveitamento	Potência Instalada (MW)		Energia Produzida (GWh/ano)	
	PNBEPH	Proposta	PNBEPH	Proposta
Foz Tua	234	251	340	276
Gouvães	112	660	153	1128
Padroselos	113	230	102	469
Alto Tâmega	90	127	114	142
Daivões	109	118	148	161
Fridão	163	238	299	315
Alvito	48	225	62	369
Girabolhos	72	335	99	500
<b>TOTAL</b>	<b>941</b>	<b>2184</b>	<b>1317</b>	<b>3360</b>

Figura 9 - Alterações da potência instalada nos empreendimentos previstos no PNBEPH.  
(Fonte: Félix, N., 2010).

O único revés poderá residir, como já foi referido, na capacidade de armazenamento das albufeiras que, neste cenário, limita um pouco mais o armazenamento dos excessos de produção por outras fontes. Se o número de aproveitamentos reversíveis fosse mais elevado, podia-se repartir a energia em excesso por mais aproveitamentos, sem necessidade de sobrecarregar algumas albufeiras.

Para a selecção dos aproveitamentos a avançar, houve uma série de critérios que foram avaliados. Estes critérios dividiram-se em 4 categorias (Moreira, R., 2009):

- “Potencial Hídrico da Bacia Hidrográfica” – corresponde à capacidade de regularização dos caudais afluentes; à localização relativamente a outros aproveitamentos existentes; ao abastecimento de água para consumo e rega; e



a outras utilizações, como protecção contra cheias, combate a incêndios, lazer e turismo;

- “Conflitos/Condicionantes Ambientais” – consideram-se aspectos como a biodiversidade, o património cultural e as restrições territoriais;
- “Ponderação Energética, Socioeconómica e Ambiental” – avaliam-se os interesses de cada aproveitamento através de um cálculo que abrange uma série de variáveis, tais como a potência instalada, a energia produzida, o aproveitamento para usos múltiplos, factores socioeconómicos e ambientais.
- “Optimização do potencial hídrico da bacia hidrográfica” – atribui-se maior interesse aos aproveitamentos com maior capacidade de regularização dos caudais afluentes e que se situem a montante de outros aproveitamentos hidroeléctricos, permitindo um aumento de produtividade. A um maior potencial de utilização para fins múltiplos (água para consumo, irrigação, protecção contra cheias, navegabilidade, combate a incêndios e actividades de lazer) também é atribuído um maior interesse.

Devidamente analisados estes parâmetros, ponderou-se também o peso da localização, a existência ou não de reversibilidade e a rentabilidade económica, e elaborou-se uma listagem, por ordem decrescente de interesse, face aos objectivos expressos, de onde foram seleccionados os empreendimentos acima referidos.

Uma crítica feita ao método de selecção refere-se ao facto de este estar muito voltado para os aproveitamentos com maior potência instalada e de se dar pouca importância à capacidade de armazenamento. Outra crítica refere-se ao facto de haver pouca transparência relativamente aos cálculos utilizados neste processo, por parte do PNBEPH (os cálculos não são exemplificados, demonstrados ou discutidos no Plano, apenas é indicada a metodologia do cálculo e a classificação atribuída a cada aproveitamento).

A Directiva 2006/32/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de Abril, relativa à eficiência na utilização final de energia e dos serviços energéticos, estabeleceu a obrigatoriedade de cada Estado-Membro estabelecer metas de poupança de energia de, pelo menos, 1% por ano, até 2016. Portugal aprovou, nesse sentido, o Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE), através da Resolução do Conselho de Ministros nº 80/2008, de 20 de Maio. Este plano, também designado “Portugal Eficiência 2015”, descrevia medidas de melhoria de eficiência energética equivalentes a 10% do consumo final de energia (Vasconcelos, T., 2012).

Tendo 2020 em vista, os países europeus aprovaram o Pacote Energia-Clima 20-20-20, a 17 de Dezembro de 2008. Este programa visava um esforço comunitário entre os países da União Europeia, com objectivos bem definidos:

- Redução de 20% de emissão de GEE, face aos volumes emitidos em 1990, com margem para atingir os 30%, caso houvesse consenso;
- Redução de 20% no consumo de energia e aumento da eficiência energética;
- Aumento de 20% de energias renováveis no consumo final global, 10% das quais no sector dos transportes.

A Directiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril, estabelece a partilha de esforços entre os Estado Membros. A Portugal foi atribuída a incumbência de atingir uma quota de 31% de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em 2020 e de limitar, até 2020, o aumento das emissões de GEEs em 1%, relativamente a 2005. (Vasconcelos, T., 2012)

A ENE 2020 (a actualização da prévia Estratégia Nacional de Energia – ENE – de modo a ficar em conformidade com o Pacote Energia-Clima 20-20-20) defende uma diminuição da dependência energética externa (passar de cerca de 85% de energia importada, para 74% em 2020), atingir o patamar dos 60% de electricidade produzida a partir de fontes renováveis (em 2005 esta percentagem era de apenas 29,3%) e a promoção da eficiência energética. O objectivo é assegurar o abastecimento energético e a sustentabilidade económica e ambiental do modelo energético nacional, com a vantagem adicional de reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> (Vasconcelos, T., 2012).

A ENE 2020 supera em 1600 MW os objectivos para instalação de capacidade hídrica ambicionados previamente nas “Novas Metas 2007”, apontando portanto para os 8600 MW, o que equivale a aproveitar 82% do potencial hidroeléctrico existente.

Actualmente, existe em Portugal um enquadramento legal adequado para os recursos hídricos, muito em virtude da entrada em vigor da Lei da Água, em 2005 (Lei nº 58/2005, de 29 de Dezembro). Esta, além de assegurar o essencial da Directiva-Quadro da Água, definiu as bases para a gestão e utilização sustentável dos recursos hídricos nacionais e dos ecossistemas deles dependentes (Leitão, 2010).

### 4.3 Perspectivas futuras

A hidroelectricidade apresenta uma importância cada vez mais inegável no panorama energético, não só o português, como a nível internacional. Inúmeros países apostam cada vez mais nas fontes de energia renováveis (FER) como principais fontes de energia, sendo a reversibilidade nas centrais produtoras de hidroelectricidade um factor que multiplica as vantagens que se podem extrair desta tecnologia.

Considerando os efeitos sobre o consumo e a implementação de medidas que fomentem a eficiência energética, a REN traçou dois cenários hipotéticos para os consumos de electricidade até 2022 (figura 10):

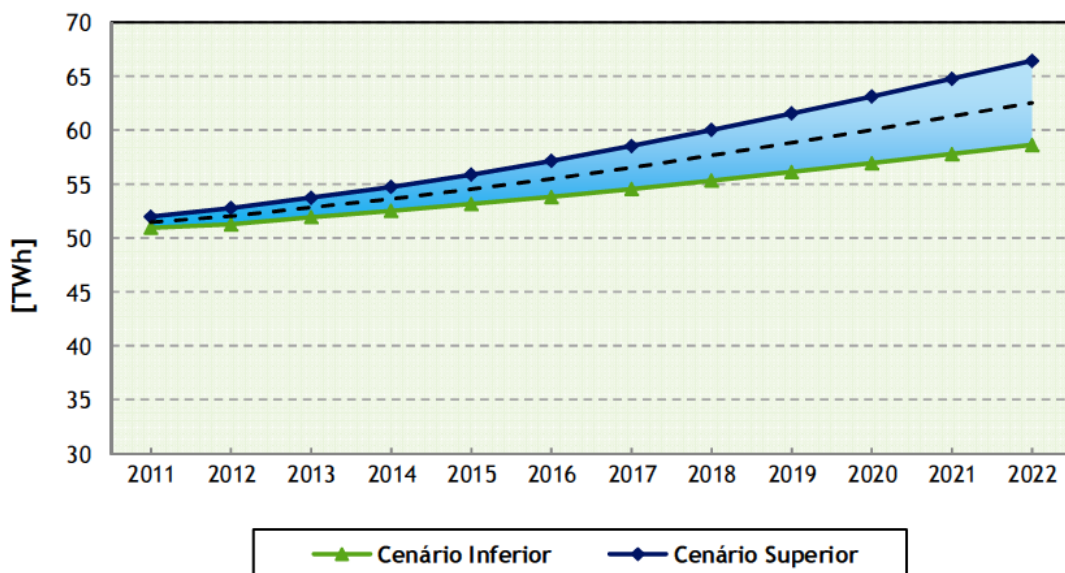


Figura 10 - Cenários da evolução de consumo de electricidade em Portugal até 2022. O cenário superior corresponde a um crescimento anual de 2,3%, o inferior a um crescimento de 1,3%.  
(Fonte: REN, 2011)

Considerando estas previsões de crescimento, será necessária a construção de novos centros electroprodutores, principalmente para garantir o consumo nas horas de maior procura. A aposta na energia hidroeléctrica permitirá reduzir o tempo de utilização das centrais térmicas, principalmente nos períodos de ponta. A redução das matérias-primas nocivas para o ambiente, nomeadamente o carvão e o gás natural, conduzirá a uma menor dependência energética face ao exterior.

Para minimizar os impactos ambientais da construção de novas centrais, uma das alternativas passa pela requalificação e modernização de centrais hídricas

convencionais para passarem a ter capacidade de bombagem (tornando-se centrais hídricas reversíveis combinadas) e, também, pela aposta na renovação e modernização das centrais já existentes, melhorando não só a capacidade de potência instalada, como também o rendimento dos ciclos de bombagem.

A procura de novas abordagens a esta tecnologia tem despertado o interesse de muitos investigadores. No Japão, pioneiro em muitas outras áreas, foi instalada a primeira central hídrica reversível pura que utiliza água do mar (Okinawa). De forma semelhante, na Irlanda, está a ser estudada a instalação de uma central que utilizaria uma caverna subterrânea como reservatório inferior e o mar como reservatório superior (Teixeira, 2012). A utilização de cavernas subterrâneas como reservatório inferior está também a ser estudada nos Estados Unidos da América, assim como a utilização de antigas pedreiras como reservatório superior.

Noutra vertente inovadora, uma empresa americana (*Hydro Green Energy*) instalou a primeira *turbina hidrocínética*<sup>6</sup> a criar energia sem recorrer a condutas de captação, utilizando apenas a velocidade da água corrente, que passa através de uma estrutura suspensa (*Hastings Project*, 2015). A estrutura teve um impacto ambiental muito reduzido no ecossistema circundante.

O projecto, chamado *Hydro+*, localizava-se a jusante de uma central de 4,4MW no rio Mississipi, em Hastings, Minnesota. A estrutura, composta por duas turbinas reversíveis de 100KW, ficava suspensa numa plataforma flutuante e dependia apenas do fluxo e da velocidade da água corrente. As turbinas em causa poderiam também ser usadas em aproveitamentos de marés e de ondas. Eram facilmente fixadas por meios convencionais de amarras e seriam facilmente adaptáveis para aproveitamentos de maiores dimensões.

Funcionou entre 2009 e 2012, quando a empresa mudou o foco para projectos mais convencionais nos Estados Unidos e América Latina. Apesar do seu relativamente curto período em actividade, estabeleceu novos marcos na energia hidroeléctrica.

Sendo um país que ainda importa muita da sua energia primária, Portugal tem procurado extrair da sua riqueza natural formas de compensar a necessidade que ainda tem de electricidade através de formas endógenas de produção, para se reduzir ao mínimo possível as importações.

---

<sup>6</sup> Geram electricidade através do aproveitamento do fluxo de água do rio em movimento, sem necessidade de uma barragem

Com vista num horizonte mais alargado, e tendo em consideração o potencial nacional em energias renováveis, pretende-se que em 2050, se atinjam objectivos mais ambiciosos do que os previstos no programa 20-20-20:

- Redução da emissão de GEE entre 60-80% (comparativamente com os valores de 1990);
  - Conseguir emissões perto dos 0% no sector da electricidade;
  - Reduzir em 40% as emissões no sector dos transportes;
- Expansão do sector energético renovável para mais de um terço do consumo energético primário total (em 2007 rondava os 6,8%);
- Atingir 40% de melhoria na eficiência energética;
- Reduzir em 40% a necessidade de combustíveis fósseis.

Para se atingir a meta dos 31% de consumo total com origem em FER, a quota de produção renovável no consumo bruto de electricidade terá de ser de cerca de 60%. O cumprimento do programa 20-20-20 tem subjacente a aplicação de medidas que visam atingir uma poupança de cerca de 8,2TWh em 2020, o que equivale a cerca de 20% do consumo médio entre 2001-2005. Isto implicava uma produção de energia renovável adicional de cerca de 2,4TWh.

Em períodos de vazio, o recurso ao sistema de bombagem, e/ou à interrupção da entrega de energia à rede por algumas das centrais, permitirá manter a estabilidade em períodos de excesso de produção. Em 2020, e tendo em conta as condições de referência, a probabilidade de se verificar excesso de produção é de cerca de 16% e de 27% no caso de cumprimento do programa 20-20-20 (menor consumo e mais produção renovável). A potência disponível em aproveitamentos reversíveis permitirá limitar o desaproveitamento de energia renovável para cerca de 1%, nas condições de referência, e para aproximadamente 3%, nas condições exigidas para o cumprimento da meta “20-20-20”.

Como já foi referido, Portugal é um dos países da União Europeia com maior potencial hídrico não explorado, apesar de depender ainda consideravelmente de energia externa. A parte mais estranhadora é o facto de isto ser reconhecido pelas autoridades governamentais, como consta na Resolução do Conselho de Ministros nº 169/2005:

*“As componentes hídrica e eólica, sendo as fontes renováveis que apresentam o menor custo de produção, são vectores fundamentais para o cumprimento dos objectivos, com menor impacte nas tarifas médias dos consumidores. Tal implica (...) uma maior atenção à utilização do potencial hídrico nacional ainda por explorar”*  
(REN, 2006)

Com a entrada em serviço dos novos grandes aproveitamentos reversíveis (Alqueva II e Baixo Sabor), devemos dispor de uma capacidade de bombagem adicional de cerca de 1400MW. Contudo, alguns dos primeiros aproveitamentos implementados no âmbito do PNBEPH só devem estar operacionais pela altura da conclusão do programa, em 2020, pelo que se colocou a hipótese de atravessarmos períodos de capacidade de bombagem aquém do desejável até essa altura. Como forma de compensação, ponderou-se a instalação de um ou mais aproveitamentos de reversibilidade pura, de modo a disponibilizar rapidamente uma capacidade de bombagem adequada. Dos locais estudados para este panorama, o mais promissor foi o de Linhares, com uma possível capacidade instalada de 460MW e uma altura de 486m (Teixeira, 2012).

Portanto, a hidroelectricidade é, sem dúvida, uma área propensa a mais apostas no futuro, com reconhecidas vantagens na sua exploração. Para 2020, pretende-se concluir a implementação do Plano Nacional para a Energia Hídrica e superar os 7000 MW de potência. Ao atingir a meta dos 70% do potencial hídrico nacional, ficaríamos ao nível de países europeus como a Áustria e a Suécia.

## 5. Vantagens e Desvantagens – Análise SWOT

Uma análise rápida é suficiente para concluir que qualquer intervenção humana no sentido do progresso, trará consigo pontos positivos e negativos. Neste contexto, por exemplo, podemos referir o aumento do consumo de electricidade, que é praticamente inevitável. Mesmo aplicando medidas de sensibilização e racionalização, o consumo continua a aumentar e prevê-se que assim continue, de forma cada vez mais acentuada. Para responder a estas exigências, a única solução é acompanhá-las com um equivalente aumento de produção. As alternativas passam por formas de energia mais ou menos polémicas. As energias nuclear e térmica, por exemplo, apesar de terem altos rendimentos, libertam GEE ou consomem combustíveis fósseis. Assim, sobram as alternativas renováveis e não poluentes (U. S. Department of the Interior, 2005).

Uma análise SWOT permite definir as relações existentes entre os pontos fortes e fracos de uma dada opção e as tendências que se verificam na envolvente global. Seguidamente, apresenta-se a análise swot relativa às centrais hidroeléctricas reversíveis.

### 5.1 Pontos Fortes (Strengths)

Os pontos fortes passam muito pelas vertentes ambientais e económicas.

Não tem necessidade do uso de combustíveis para a produção, pois converte a energia potencial gravítica através de turbinas, em energia eléctrica.

O preço é mais estável, precisamente porque não está dependente de combustíveis. A relação custo/benefício é excelente, promovendo a segurança energética (é uma boa estratégia para compensar as oscilações na procura/oferta de energia) e a redução dos preços para o consumidor final.

É uma fonte de energia não poluente, renovável e endógena, não produzindo quaisquer tipos de gases ou poluentes para o ar. Estudos recentes têm vindo a

mostrar que os reservatórios de água formados por este tipo de centrais podem também absorver gases responsáveis pelo efeito de estufa.

A água das barragens pode ser usada para consumo humano e na irrigação de culturas, melhorando a produtividade, além de ajudar a prevenir cheias, ao regularizar o caudal de certos rios em períodos de grande pluviosidade.

A flexibilidade e capacidade de armazenamento das centrais reversíveis fazem delas um meio eficiente e económico para usufruir de outras fontes de energia renovável, como a eólica e a solar. Permite ainda a satisfação de pedidos de consumo na base e em picos de carência (resposta rápida), podendo ser um factor de estabilização e fiabilidade da rede (Baptista, 2010).

A construção de barragens leva ainda à formação de albufeiras que podem ser utilizadas para a criação de espaços públicos de lazer e práticas desportivas (U. S. Department of the Interior, 2005).

Pode-se dizer que este tipo de empreendimento contribui significativamente para o desenvolvimento das comunidades e do país. As centrais hidroeléctricas contribuem não só com electricidade, mas também com estradas, indústria e comércio para as comunidades. Com isto vão promover a economia e melhorar a qualidade de vida das populações abrangidas.

Com um tempo médio de vida que pode chegar aos 100 anos, o grande investimento inicial não requer posteriormente grandes custos de manutenção, pelo que vai dar retorno a longo prazo e beneficiar várias gerações, fornecendo energia limpa e barata. Sendo empreendimentos com tecnologia fiável e longos tempos de vida, acabam por ser ambientalmente sensatos e socialmente responsáveis, um bom exemplo de desenvolvimento sustentável.

É ainda uma tecnologia com elevado rendimento energético, entre 80 a 90%, e que permite uma grande variedade de potências instaladas e dimensões de obras, existindo também uma grande variabilidade de tipologias, desde grandes barragens a pequenos açudes, podendo ainda ter uma considerável multiplicidade de fins.



## 5.2 Pontos Fracos (Weaknesses)

Os pontos fracos reportam aos impactos menos positivos da construção de empreendimentos desta natureza. As obras implicam o bloqueio dos afluentes naturais, levando à inundação de áreas que anteriormente estavam secas. Isto implica a destruição de habitats marinhos e terrestres (Teixeira, 2012). Em alguns casos, por exemplo, as albufeiras de grandes dimensões, levam à inundação de grandes áreas, o que pode contribuir para o aumento do efeito de estufa, uma vez que as árvores submersas podem produzir gases com efeito de estufa, e ao deslocamento de populações. A inundação de zonas em redor das albufeiras pode implicar também a perda de habitats e custos sociais, no caso de grandes albufeiras. A montante do açude surgem frequentemente alterações do ecossistema lótico existente, passando a um sistema misto, lêntico-lótico (Leitão, 2010).

Também se deve ter em conta os impactes no regime e qualidade do rios, a migração de peixes, a retenção de materiais sólidos e os riscos serem potencialmente acrescidos.

Outra questão tem a ver com os custos e as demoras deste tipo de obras. Empreendimentos desta dimensão têm custos elevados e podem levar muitos anos a estar concluídos. Durante todo esse período, há impactos sazonais nos habitats e ecossistemas, que exigem mitigações ecológicas.

A construção deste tipo de infraestrutura é também limitada por aspectos geográficos e topográficos, requerendo características adequadas, como diferenças de cota elevadas entre os reservatórios e uma quantidade significativa de recursos hídricos (Teixeira, 2012).

Além disto, podem surgir eventuais conflitos com zonas protegidas, que resultem em dificuldades no licenciamento das obras.

## 5.3 Oportunidades (Opportunities)

Este ponto refere-se aos aspectos positivos da envolvente com o potencial de exponenciar as vantagens competitivas da tecnologia.

O rendimento do ciclo de bombagem de qualquer central hídrica reversível é inferior à unidade, pelo que, armazenar energia na forma de água bombada para uma albufeira a montante implica sempre uma perda energética. Isto implica que uma central reversível só tem incentivo para funcionar quando isto se reflectir em ganhos económicos. Dependendo das circunstâncias que envolvem a central, os ganhos podem ser exponenciados através de diferentes perfis de funcionamento (escolha adequada dos períodos em que se bomba e em que se turбина a água), da redução do custo total de geração de energia no sistema e através da redução das perdas energéticas envolvidas no processo.

## 5.4 Ameaças (Threats)

Em projectos desta dimensão, os riscos envolvidos têm de ser bem ponderados de forma a evitar perdas ou maus investimentos (maus em termos monetários ou ambientais). As “*threats*” dizem respeito aos aspectos negativos da envolvente com o potencial de condicionar as vantagens e os objectivos que se pretendem atingir. A identificação destes riscos é, portanto, uma etapa importante neste tipo de empreendimentos. É um processo lógico que providencia uma identificação sistemática, análise e avaliação do risco, de modo a levar ao desenvolvimento de uma estratégia de prevenção adequada.

Os riscos mais preponderantes podem dividir-se nas seguintes categorias (Charoenngam & Yeh, 1999):

- Construção (mudanças na obra, atrasos na construção, demora nos projectos e instruções dos órgãos responsáveis, disponibilidade de recursos, danos a pessoas ou propriedades, erros de projecto, custos com pessoal);
- Financeiros e económicos (inflação, financiamento, impactos conjunturais nacionais e internacionais);
- Desempenho (produtividade dos trabalhadores e equipamentos, qualidade dos materiais, erros na obra, disputas laborais, acidentes);
- Contratuais e legais (resolução de litígios, pagamento de contractos e extras, mudanças nas condições de negociação, falência do empreiteiro ou proprietário)

- Físicos (condições geológicas, condições das águas subterrâneas, desastres naturais);
- Políticos e sociais (questões ambientais, regulação, desordem pública).

Os riscos hidrológicos referem-se à disponibilidade hídrica no território. Um dos mecanismos adoptados para controlo dos riscos hidrológicos e económicos associados, é o Mecanismo de Realocação de Energia. Este mecanismo permite a redução dos riscos hidrológicos, pelo que as centrais que gerarem mais energia dividem o benefício com as que gerarem menos, reduzindo a exposição às pressões dos mercados diários.

Em contrapartida, os contratos exigem às centrais quantidades mínimas de energia. Os custos decorrentes de quebras na produção são assumidos integralmente pelos geradores, ou seja, estes têm que sustentar os custos que advenham da necessidade de compra de energia para garantir as quantidades de energia contratualizadas.

O preço diário de mercado oscila grandemente dependendo do nível dos reservatórios e das previsões de vazão para as semanas seguintes. As vazões, por sua vez, podem sofrer alterações em virtude da precipitação, que está relacionada com as mudanças climáticas. Ou seja, as mudanças climáticas vão afectar os volumes de precipitação, impactando as vazões e, portanto, vão influir no cálculo do preço. (mudanças climáticas, etc)

## 6. Implicações

A construção de um aproveitamento hidroeléctrico (reversível ou não), apesar de ser ambientalmente segura e socialmente responsável, é geralmente contestada pelos impactos ambientais e patrimoniais que causa nas zonas envolventes, apesar da imperativa aprovação dos estudos de impacte ambiental, cada vez mais minuciosos e rigorosos. Em contrapartida, as empresas promotoras ficam obrigadas a financiar medidas compensatórias para beneficiarem e satisfazerem as populações afectadas.

### 6.1 Geopolíticas

A água foi sempre um recurso natural geoestratégico e com grande peso político, havendo registo de conflitos pela sua utilização entre vizinhos de longa data.

Em termos globais, existem cerca de 200 sistemas fluviais, atravessando diversos países. Os conflitos pela gestão desses recursos são frequentes e qualquer perturbação a montante se reflecte com agravantes a jusante, gerando-se tensões internacionais, mas também internas entre sectores sociais e económicos pela disputa da água (Teixeira, 2005).

Na base dos conflitos estão muitas vezes questões de densidade populacional, sendo que as regiões mais populosas exercem maior pressão sobre os recursos hídricos. Apesar dos conflitos que se verificam, não houve até agora nenhuma guerra com base formal neste recurso. A maior ameaça para qualquer país é a segurança da população, devido à escassez ou qualidade da água (Teixeira, 2005).

Gerir os recursos hídricos a nível internacional é um desafio ambiental, diplomático e político, no sentido de proporcionar um acesso equitativo e com qualidade a este recurso e a todas as partes. A segurança e o bom senso exigem que os recursos hídricos sejam geridos de forma cooperativa e não competitiva (Ferreira, 2012).

A partir da década de 80, aumenta a percepção da escassez dos recursos naturais e desperta a consciência ecológica, que passa a ser entendida como uma questão política. Esta consciência surge após uma série de catástrofes ecológicas a nível mundial, que funcionaram como uma chamada de atenção para os limites do crescimento económico e o esgotamento dos recursos naturais (Silva, 2000).

Aproximadamente 40% da população mundial vive em zonas de bacias transfronteiriças, que representam cerca de 60% da água doce existente. Considerando as diferentes características dos países que estas bacias atravessam, em termos de desenvolvimento económico, infraestruturas, orientações políticas e valores culturais, a gestão destas bacias internacionais constitui um desafio importante para os responsáveis (Ferreira, 2012).

As desigualdades na distribuição da água entre as diferentes regiões do globo tendem a acentuar os conflitos. Alguns autores utilizam mesmo a expressão “guerra da água”, sujeita a algumas críticas pelos seus pares. Estes defendem que a utilização do conceito de “guerra”, referindo-se este geralmente a um conflito armado com declaração formal, pode levar a uma sobrevalorização dos conflitos que vão ocorrendo. De acordo com um estudo da Oregon State University, de 2001, nenhum conflito com base em recursos hídricos tomou proporções de “guerra formal” (figura 11).

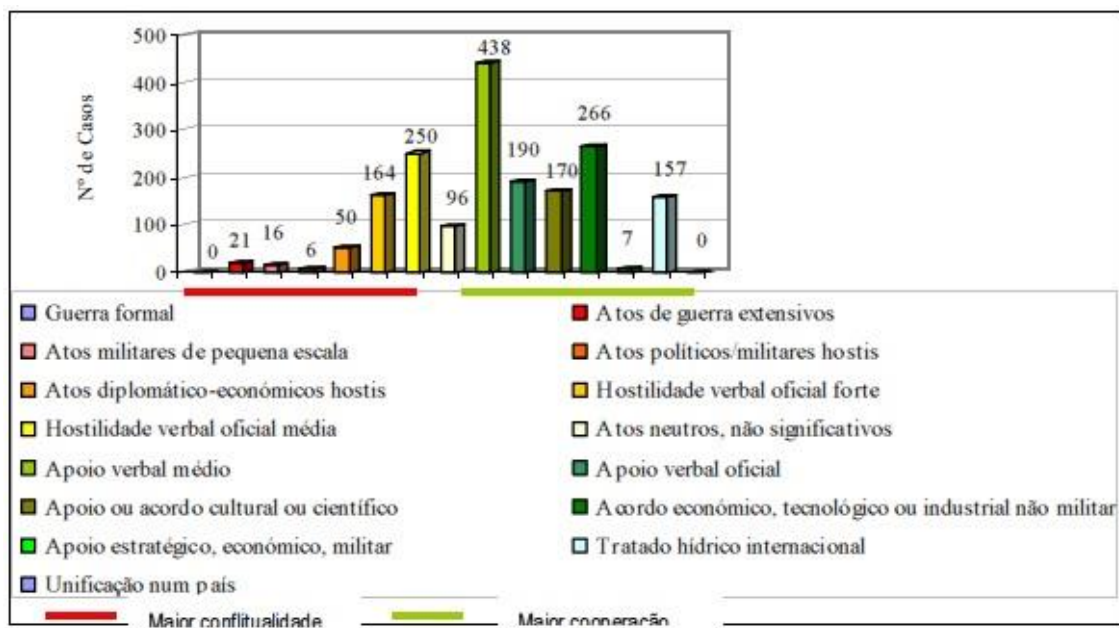


Figura 11 - Quantidade e intensidade dos conflitos relacionados com a água.  
(Fonte: Ferreira, C., 2012)

Pelo que nos é dado perceber, a maioria dos casos acabam por ser resolvidos devido à cooperação entre os países. Os autores do estudo referem, no entanto, que as bacias internacionais com acordos sobre águas partilhadas continuam a ser uma minoria, existindo ainda vulnerabilidades institucionais numa série de áreas importantes como as medidas de execução e participação pública. Os acordos que existem sobre bacias transfronteiriças situam-se principalmente na Europa.

Actualmente, é também alarmante a perda de quantidade e qualidade da água, que afectando a estabilidade interna de um país ou região, pode ter impactos a nível internacional.

Este tema assumiu particular visibilidade com a política de Barack Obama, entrando na política externa dos Estados Unidos da América e abrindo um precedente para a prática de uma “diplomacia preventiva”. É, actualmente, um tema quente na política internacional. Esta posição faz todo o sentido, quando pensamos que a água é efectivamente, um recurso estratégico para a política nacional e internacional de qualquer país (Ferreira, 2012).

A gestão de águas transfronteiriças pode ser feita de duas formas: preventiva (acções de cooperação e negociações) ou através de medidas mais unilaterais que podem gerar cenários de conflito.

Numa tentativa de monitorização, o UN World Water Development Report aponta 3 indicadores de um potencial conflito: bacias que incluem estruturas de gestão de países recém-formados; bacias onde existem projectos unilaterais e não existem esforços de cooperação e, por último, bacias onde já existem hostilidades entre os estados, não directamente ligadas aos recursos hídricos (UNESCO, 2003).

Relativamente aos recursos nacionais, Portugal tem 5 bacias hidrográficas internacionais, com nascentes em Espanha, que correspondem a cerca de 50% dos nossos recursos hídricos. Por estes motivos, Portugal é tido como um país de jusante. Isto significa que, apesar de termos bastantes recursos hídricos disponíveis, metade deles não estão directamente sobre nosso controlo. Além disto, a situação de Espanha é mais preocupante e mais próxima do stress hídrico (Ferreira, 2012).

Os acordos sobre os recursos comuns a ambos os países datam já do século XIX, sendo o primeiro de 1864. A tabela abaixo lista resumidamente esses acordos (Ferreira, 2012):

Data	Designação e Síntese do Documento
1864	<p><u>Annexos ao Tratado de Limites celebrado entre Portugal e Hespanha aos 29 de Setembro de 1864.</u></p> <p>Define a fronteira entre Portugal e Espanha desde a foz do rio Minho até à confluência do rio Caia com o Guadiana.</p>

1912	<p><u>Notas trocadas entre os Governos de Portugal e Espanha, em 29 de Agosto e 2 de Setembro de 1912, aprovando as regras para o aproveitamento industrial das águas dos rios limítrofes dos dois países.</u></p> <p>Estabelece que Portugal e Espanha têm os mesmos direitos nos lanços dos rios fronteiriços e, em consequência, podem dispor de metade do caudal de água nas diversas épocas do ano.</p>
1926	<p><u>Convénio dos Limites.</u></p> <p>Define a fronteira entre Portugal e Espanha, desde a confluência da ribeira de Cuncos com o rio Guadiana e a foz do Guadiana.</p>
1927	<p><u>Convénio entre Portugal e Espanha para regular o aproveitamento hidroeléctrico do troço internacional do rio Douro de 11 de Agosto de 1927 e Decreto Nº 14:129 que o aprova em 16 de Agosto de 1927.</u></p> <p>Define o aproveitamento hidroeléctrico do troço internacional do rio Douro em benefício de Portugal e Espanha em harmonia com o Acordo de 1912.</p> <p>Estabelece a repartição do troço fronteiriço em dois lanços, com desníveis aproximadamente iguais, respectivamente a montante e a jusante da confluência com o rio Tormes.</p>
1964	<p><u>Convénio Luso-Espanhol para regular o aproveitamento hidroeléctrico dos troços internacionais do rio Douro e seus afluentes de 16 de Julho de 1964 e protocolo adicional.</u></p> <p>Substitui o Convénio de 1927, referindo-se também apenas ao objectivo restrito da produção de energia, mas alargando o âmbito geográfico do anterior Convénio, incluindo, além dos troços internacionais do rio Douro, os troços internacionais dos afluentes do Águeda, Tourões e Mente.</p>
1968	<p><u>Convénio entre Portugal e Espanha, para regular o uso e o aproveitamento hidráulico dos troços internacionais dos rios Minho, Lima, Tejo, Guadiana, Chança e seus afluentes, de 29 de Maio de 1968 e protocolo adicional.</u></p> <p>Define a repartição dos troços internacionais dos rios Minho, Lima, Tejo, Guadiana e Chança bem como de troços nacionais adjacentes, segundo a energia produtível anual média em cada troço, calculada considerando os caudais afluentes a montante dos troços internacionais, descontando os</p>

	desvios de água para outras utilizações a montante. Além dos desvios a realizar em Espanha, prevê também o desvio dos caudais do Guadiana, em Portugal, para executar o Plano de Rega do Alentejo.
1976	<u>2º Protocolo adicional ao convénio de 29 de Maio de 1968 entre Portugal e Espanha, para regular o uso e o aproveitamento hidráulico dos troços internacionais dos rios Minho, Lima, Tejo, Guadiana, Chança e seus afluentes, no que respeita ao aproveitamento hidráulico do troço internacional do rio Minho, de 9 de Abril de 1976.</u>
1998	<p><u>Convenção sobre cooperação para a protecção e o aproveitamento sustentável das águas das bacias hidrográficas Luso-Espanholas</u> (Convenção de Albufeira, assinada em Albufeira em 30 de Novembro de 1998 e ratificada pela Resolução da Assembleia da República n.º 66/99, de 17 de Agosto e protocolo adicional da mesma data).</p> <p>Define o quadro de cooperação destinada à promoção e protecção do bom estado das águas superficiais e subterrâneas de bacias hidrográficas Luso-Espanholas e o aproveitamento sustentável dessas águas e a mitigação dos efeitos das cheias e das situações de seca e escassez.</p>
2008	<p><u>Resolução da Assembleia da República 62/2008.</u></p> <p>Aprova o Protocolo de Revisão da Convenção sobre Cooperação para a Protecção e o Aproveitamento Sustentável das Águas das Bacias Hidrográficas Luso-Espanholas (Convenção de Albufeira) e o Protocolo Adicional, acordado a nível político durante a 2.ª Conferência das Partes da Convenção, realizada em Madrid em 19 de Fevereiro de 2008 e assinado em 4 de Abril de 2008. Altera o artigo 16º da Convenção de Albufeira, que refere os Convénios anteriores, altera o Protocolo Adicional e os respectivos anexos à referida Convenção.</p>

Em 1993 há um marco histórico na “Hidrodiplomacia” Ibérica, com a publicação do Plano Hidrológico Nacional Espanhol (PHNE). A possibilidade de transvases nos rios internacionais e seus afluentes em Espanha, soou os alertas de perigo à segurança ambiental em Portugal e lançou um desafio à diplomacia entre os dois países. A Convenção de Albufeira (CA), em 1998, teve por objectivo definir um consenso entre ambas as partes, para protecção das águas superficiais e subterrâneas, dos



ecossistemas aquáticos e terrestres directamente dependentes desses, e para o aproveitamento sustentável dos recursos das bacias do Minho, Lima, Douro, Tejo e Guadiana.

Na altura destas discussões sobre os recursos ibéricos, estava a discutir-se, a nível Europeu, a instauração da Directiva Quadro da Água (DQA). Esta iria estabelecer um quadro de acção comunitária sobre a política da água e tendia favoravelmente às reivindicações Portuguesas (Ferreira, 2012).

A CA e a DQA estabeleceram as bases para uma nova relação, coordenada, concertada e compatível com os desafios hídricos para ambos os países, tendo permitido uma melhoria nas relações Luso-Espanholas.

O tempo tem reflectido um aumento das obras hidráulicas nos rios ibéricos, não só pelo aumento do consumo por vários sectores (nomeadamente a agricultura), mas também devido à previsão de alterações climáticas, no sentido de maior secura. Esta diminuição da pluviosidade associada à retenção de água em albufeiras a montante teria impactos significativos em Portugal. Apesar de a legislação prever a obrigatoriedade de mínimos para a qualidade e para o caudal para o país de jusante, muitas vezes esta não é cumprida por parte de Espanha (sobretudo na bacia do Tejo). Há que ter em conta que as políticas dos países de montante podem reflectir-se em problemas a jusante, tendo as políticas hídricas de Espanha, efeitos directos em Portugal (Ferreira, 2012).

Os países da península ibérica têm de antecipar as medidas para combater as alterações climáticas que se prevêem (apesar de a seca ser um fenómeno já habitual no sul da península, a precipitação tem vindo a apresentar uma tendência de redução). Estas alterações tenderão a facilitar défices hídricos, que por sua vez, impactarão em vários sectores da economia nacional (sobretudo agricultura e sector energético).

Na península ibérica, tem-se vindo a construir inúmeras obras hidráulicas, nomeadamente em Espanha, e com principal foco nas barragens, para armazenamento da água em albufeiras. Isto tem por base o aumento do consumo de água, ligado à utilização agrícola dos recursos hídricos e as irregularidades do regime de escoamento (Leitão, 2010). A construção destas infraestruturas em Espanha vai influenciar a disponibilidade de água em Portugal, nas bacias hidrográficas partilhadas.

Estas influências têm sido detectadas, quer pelo aumento do uso, quer pela implementação de transvases (Ferreira, 2012).

Tensões sobre os recursos hídricos transfronteiriços portugueses não são coisa rara, sobretudo devido a incumprimentos por parte de Espanha, que são denunciados pela população à comunicação social. As situações mais denunciadas são as de incumprimento de caudais mínimos e caudais ecológicos.

*“a liberdade de movimentos que Portugal tem consentido a Espanha permitiu que, ao longo de (...) décadas, se criassem nefastas situações de facto consumado, que nos colocam, sem dúvida, perante um futuro que se afigura recheado de dificuldades (...)”*

(Veiga da Cunha, 1998)

Em 1998, era já esta a visão de alguns autores sobre as relações hídricas entre os dois países ibéricos, questionando-se se haveria possibilidade de situações de conflitos violentos, envolvendo a gestão de recursos.

Veiga da Cunha, citado por Ferreira, C. (2012), referia também que este campo era um excelente domínio para avaliar o funcionamento da democracia e o estado da hidrodiplomacia, no sentido de se desenvolverem mecanismos de cooperação capazes de enfrentar as situações de maior insegurança ambiental e de prevenir a existência de conflitos (Ferreira, 2012).

Actualmente, contudo, as relações luso-espanholas considerando os recursos hídricos são bastante positivas, mas, partindo do princípio da precaução, quer no que toca às possíveis alterações climáticas previstas, quer às dificuldades passadas, convém que Portugal tenha um plano de prevenção.

As condições climatéricas futuras, o balanço necessidades/disponibilidades e o cenário político vão definir a real possibilidade de conflitos sobre os recursos hídricos.

*“Só o futuro dirá se os sinais positivos de abertura que hoje se detectam entre Portugal e Espanha virão a ser desenvolvidos e ampliados ou se, pelo contrário, voltarão a prevalecer visões fechadas do interesse nacional de cada um dos países.”*

(Amparo Rosado, 2011)

Com o intuito de proporcionar um regime de livre concorrência na transacção de energia eléctrica entre produtores, consumidores e comercializadores na península Ibérica, foi criado o Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL). De entre os seus principais compromissos, podem salientar-se os seguintes (Teixeira, 2012):

1. Estabelecer processos de integração dos sistemas eléctricos de Portugal e Espanha, beneficiando os seus consumidores;
2. Instaurar um funcionamento de mercado com base na transparência, livre concorrência, objectividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;
3. Promover o desenvolvimento dos mercados eléctricos de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e integrada, para a definição dos preços de referência, permitindo a todos os intervenientes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e deveres;
4. Favorecer a eficiência económica das empresas do sector, promovendo a livre concorrência entre elas.

Apesar de os esforços de concertação se terem iniciado em 1998, devido a circunstâncias políticas e legais, o processo de integração de ambos os sistemas eléctricos sofreu atrasos consecutivos e só teve início formal em 2007. A aprovação do Plano de Compatibilização Regulatória (PCR), assinado pelos governos de Portugal e Espanha, marca o início do mercado Ibérico diário (Teixeira, 2012).

Para permitir a concretização efectiva deste mercado único, houve a necessidade de rever o panorama jurídico dos mercados de energia eléctrica de ambos os países. Em 2004 foi celebrado o Acordo de Santiago de Compostela, que estabeleceu o quadro jurídico caracterizador do actual modelo de funcionamento do MIBEL (Teixeira, 2012).

A tendência de globalização que se verificou no pós-guerra atravessou diversas áreas de actividade, inclusive o sector energético. Isto implicou uma adopção de modelos tendencialmente mais uniformizados e liberais. Na União Europeia, a liberalização foi promovida com o intuito de expandir os mercados internos aos sectores de electricidade e gás. A Directiva 96/92/CE, de 19 Dezembro de 1996, deu início ao processo de introdução de concorrência nos países da União Europeia. De forma a consolidar os mercados, para que beneficiassem todos os consumidores, enquanto garantiam um fornecimento energético mais seguro, competitivo e sustentável, foi criada a Directiva 2009/73/CE, de 13 de Julho de 2009 (Teixeira, 2012).

## 6.2 Ambientais

Algumas actividades humanas têm impactos no ambiente mais profundos e duradouros que outros. Técnicas de extracção de minerais podem deixar cicatrizes de longa duração na paisagem. Poços de petróleo podem arruinar a beleza de campos abertos e verdejantes. As grandes centrais hidroeléctricas com albufeiras consideráveis podem esconder vales pitorescos, alterar os cursos dos rios e os seus ecossistemas, modificar as regiões onde se instalam, impactar o património natural, cultural e social, devido às alterações, por vezes profundas, das áreas inundadas pelas albufeiras.

Assim que ficam disponíveis, o uso destas fontes de energia pode afectar ainda o ar, terra e massas de água, de várias formas (U.S. Department of the Interior, 2005), mas geralmente os seus impactes são essencialmente locais e com maior relevância para as populações próximas do projecto. Como as centrais hidroeléctricas têm uma escala de acção considerável, tendem a gerar uma mobilização política mais acentuada em relação aos impactes ambientais, levando a situações onde os licenciamentos são mais morosos e enfrentam maior oposição por parte de movimentos sociais mais ou menos organizados.

A situação parece simples: o consumo de energia eléctrica deve ser refreado ou mais energia tem de ser produzida de forma ambientalmente aceitável. Isto é, no entanto, mais simples na teoria do que na prática. Devido ao crescimento constante da população, mesmo um uso sustentado, com preocupações de poupança energética, não permitiria manter o abastecimento sem aumentar a produção de energia.

Uma vez que os recursos naturais vão continuar a ser consumidos, a opção mais sensata é planear atempadamente a forma de os gerir no futuro, procurando as alternativas mais eficientes. As instalações hidroeléctricas têm muitas características que favorecem o desenvolvimento de novos projectos e permitem a melhoria de centrais hidroeléctricas já existentes:

- Não esgotam recursos não renováveis para produzir electricidade;
- Não produzem poluição do ar, terra ou água (exceptuando, talvez, durante os períodos de construção);
- Têm baixas taxas de avaria, baixos custos operacionais e são fiáveis;

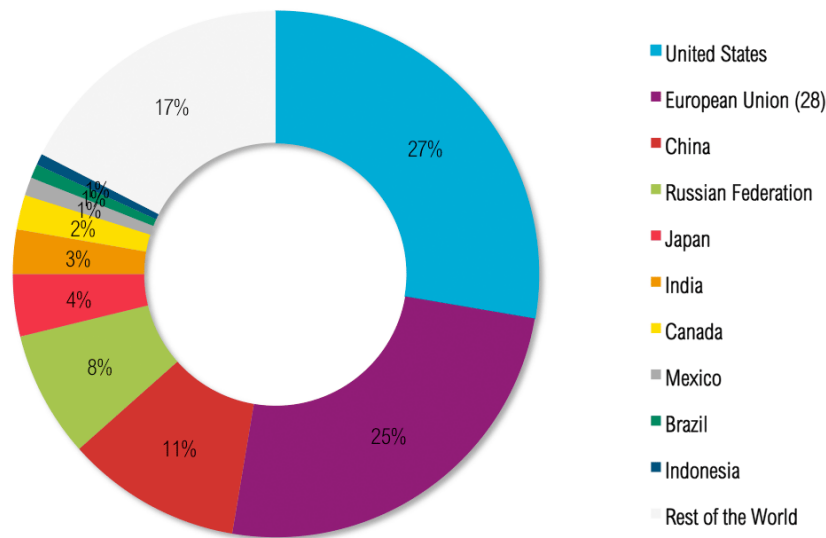
- Podem providenciar poder de arranque na eventualidade de uma falha de energia em todo o sistema.

Como benefícios adicionais, as albufeiras proporcionam um certo valor paisagístico e recreativo; as barragens fornecem água para consumo doméstico, controlo da qualidade da água, irrigação para a agricultura e ajudam a evitar as cheias.

As centrais hidroeléctricas existentes podem sofrer upgrades ou podem instalar-se centrais em barragens já existentes sem efeitos significativos no ambiente. As instalações novas podem até ter cuidados acrescidos. Por exemplo, barragens podem ser construídas em sítios isolados, as centrais hidroeléctricas construídas debaixo do solo e os sistemas de escoamento selectivos podem ser utilizados para controlar a temperatura da água libertada das barragens. Estas instalações podem incluir características para facilitar a vida selvagem, como as migrações de salmões, ou locais de repouso para as aves migratórias.

O valor da água deve ser tido em conta pelos planeadores energéticos: alguma água está armazenada em barragens e pode ser posta em utilização para produzir energia hidroeléctrica; outra está a ser desperdiçada. Os combustíveis gastos para substituir esta energia desperdiçada estão perdidos para sempre, pelo que, quanto mais se adiar o desenvolvimento sustentado do poder hidroeléctrico, mais recursos vitais e não renováveis estão a ser esgotados desnecessariamente.

A energia produzida a partir de fontes renováveis pode ainda contribuir para alcançar as metas estabelecidas pelo Programa de Quioto, na medida em que se reduz a produção pelas termoeléctricas, responsáveis por uma grande parte das emissões de GEE.



<http://bit.ly/11SMpjA>

 WORLD RESOURCES INSTITUTE

**Figura 12 - Emissões cumulativas de CO<sub>2</sub> entre 1850 e 2011.**  
(Fonte: [www.wri.org](http://www.wri.org), 2014)

Apesar de o objectivo de redução de 8% nas emissões de GEE (previsto para a União Europeia no Protocolo de Quioto) já ter sido atingido, estes continuam a ser um problema, nomeadamente o CO<sub>2</sub> libertado pela queima de combustíveis fósseis. Consequentemente, foi apresentada uma nova meta, mais ambiciosa, impondo uma redução de 20% das emissões de GEE até 2020.

Como se constata pelo gráfico acima (figura 12), os países da União Europeia, juntamente com a China e os Estados Unidos da América, são os maiores contribuidores para a emissão de GEE. Apesar de Portugal não ser o maior de entre eles, salienta-se por ser um dos países da União Europeia com maior aumento em relação aos valores de 1990 e pela diferença que ainda se regista em relação à meta que nos foi proposta.

A produção de energia a partir de fontes limpas, como a hidroeléctrica, pode ajudar a alcançar as metas propostas, uma vez que permite reduzir a produção pelas centrais termoeléctricas, que contribuem grandemente para as emissões de GEE.

### 6.2.1 Biológicas

As comunidades biológicas, como é fácil de perceber, reflectem a integridade ecológicas dos ecossistemas onde se encontram, integrando os efeitos dos diferentes agentes impactantes e fornecendo uma medida agregada dos impactes. Como os organismos das comunidades aquáticas têm adaptações evolutivas para determinadas condições ambientais, apresentam limites de tolerância perante as alterações das mesmas. Para analisar os impactes de um empreendimento destes sobre a biodiversidade, estudam-se, entre outros, as possíveis sobreposições e o grau de afectação de áreas classificadas, as espécies ameaçadas (particularmente as dependentes dos sistemas lóticos), as espécies insuficientemente cobertas pela rede natural e o grau de naturalidade dos habitats (Moreira, R., 2009).

Os impactes biológicos relacionam-se com a barreira física que a barragem representa para as espécies aquáticas e com a alteração das condições do ecossistema, nomeadamente, ao nível do caudal.

A grande maioria das espécies piscícolas de valor para o consumo humano é migratória. Além das migrações reprodutivas, algumas espécies também realizam migrações tróficas. A construção de barragens dificulta a desova e pode isolar populações, reduzindo o pool genético (Silva, 2007).

De uma forma geral, os peixes nadam contra a corrente, subindo o rio na altura da desova, em cardumes com comportamento semelhante. O esforço físico a que as fêmeas se sujeitam nesta tarefa, faz com que utilizem as reservas de gordura, o que estimula as hormonas reprodutivas. A construção de centrais gera, portanto, não só uma barreira física, isolando populações, mas também interfere com os estímulos para a reprodução de algumas espécies. Além disto, aumenta a pressão piscícola sobre as comunidades isoladas, dado que, por não conseguirem avançar para montante, há aglomerações de indivíduos em certos pontos do troço ribeirinho (Silva, 2007).

O aumento da turbidez provocado pelo assoreamento do rio também é um factor que influencia negativamente o ciclo de vida das comunidades ictiológicas, porque a argila em suspensão dificulta a absorção de oxigénio pelos peixes adultos e dificulta a incubação dos ovos. Além disso, o aumento das partículas em suspensão tende a difundir a luz solar e absorver calor, podendo levar a aumentos de temperatura e redução da zona eufótica, onde a actividade biológica é mais intensa (Silva, 2007).

A inundação de áreas de dimensões como as que aqui se consideram pode induzir uma taxa de decomposição de material orgânico acentuada, que, por sua vez, levaria a uma diminuição da taxa de oxigénio dissolvido nas camadas mais profundas e à acumulação de nutrientes. Nestas condições, ocorre o florescimento das comunidades de algas e podem surgir fenómenos de eutrofização, desestabilizando as comunidades bióticas locais (Silva, 2007).

Podem ainda referir-se as alterações nas cadeias tróficas. A redução do número de indivíduos afecta directamente a dinâmica das populações e a diminuição da biodiversidade pode causar alterações na abundância relativa das espécies nos diferentes níveis tróficos.

Como é óbvio, não só as comunidades ictiológicas são afectadas. Os mamíferos, de maior ou menor porte, serão também influenciados. Por um lado, pela dificuldade de travessia e isolamento de populações, mas também por questões alimentares. O impacto sobre as espécies aquáticas (tanto animais como vegetais), que são sustento para muitos mamíferos, vai obviamente reflectir-se nos seus hábitos alimentares (Silva, 2007).

Na análise dos impactes biológicos, atribui-se especial importância às espécies indicadoras da qualidade ambiental, de valor científico, económico, raras ou ameaçadas de extinção e às áreas de preservação permanente (Silva, 2007). Isto permite utilizar as comunidades biológicas como uma ferramenta de avaliação das modificações nas condições originais.

### 6.2.2 Modificação da Paisagem

A construção de centrais hidroeléctricas, reversíveis ou não, requer condições geográficas adequadas, com uma diferença de cotas considerável entre os dois reservatórios e uma quantidade significativa de recursos hídricos. Como é óbvio, um empreendimento das dimensões dos que se têm aqui em conta, vai afectar todo o meio físico envolvente. Isto compreende o subsolo, a água, ar, clima, os recursos minerais, a topografia, os tipos e aptidões do solo, o regime hidrológico, etc.



As obras deste tipo são geralmente complexas, abarcando um custo inicial elevado, e um período de construção demorado, sendo inevitável as modificações (mais ou menos permanentes) na paisagem envolvente (Teixeira, 2012).

Tipicamente, o bloqueio dos afluentes naturais leva à inundação de áreas anteriormente secas, destruindo alguns habitats aquáticos e terrestres. A existência de caudais ecológicos pode ajudar a minimizar estes impactes, permitindo preservar o ecossistema a jusante da central.

A construção de centrais hidroeléctricas no curso dos rios acarreta com frequência a diminuição do caudal dos mesmos (quer em termos de quantidade, quer na sua sazonalidade), podendo alterar a dinâmica do ambiente aquático. Desta forma, o fluxo de sedimentos sofre modificações.

Apesar de este ponto ter em conta todo o aspecto estético e cultural de um determinado local (contrastes cromáticos, vista panorâmica, angulo de incidência visual, entre outros), os aproveitamentos mais desfavoráveis são aqueles que vão afectar sítios classificados como património cultural e/ou um número significativo de pontos arqueológicos com a construção da albufeira (Moreira, R., 2009).

### 6.2.3 Modificação de ecossistemas

Os ecossistemas asseguram a sobrevivência das espécies e a preservação dos recursos naturais, na forma de um equilíbrio entre o ambiente físico e os seres vivos que o habitam. Qualquer alteração nestes sistemas dinâmicos, pode levar a alterações na produção de oxigénio e alimento, fundamentais para o seu equilíbrio.

As principais causas de desequilíbrio ecológico são acções antrópicas, das quais se salienta, no âmbito deste trabalho, a desflorestação (que precede a construção de um empreendimento hidroeléctrico), a alteração dos cursos de água e a impermeabilização do solo.

A desflorestação diminui a infiltração de água no solo e aumenta o escoamento superficial, levando a uma diminuição da taxa de reposição dos aquíferos. A desflorestação pode ainda facilitar a ocorrência de incêndios, contribuindo para o assoreamento de canais e rios, devido ao escoamento superficial que exponencia a erosão dos mesmos.

As alterações nos cursos da água podem impactar os ecossistemas de várias formas: a construção das próprias infraestruturas altera profundamente a paisagem; modifica a configuração da rede hidrográfica, devido à formação das novas albufeiras e muda as condições ambientais, uma vez que a água das novas albufeiras formadas invade habitats naturais e altera os níveis de humidade do ar.

A impermeabilização do solo deriva da construção das centrais hidroeléctricas e do asfaltamento dos acessos com materiais impenetráveis. Pode provocar enchentes, devido ao escoamento superficial e diminuição da infiltração e, como consequência, pode levar a alterações microclimáticas. O escoamento superficial também induz a lixiviação de nutrientes, empobrecendo o solo nas áreas circundantes.

A poluição a montante é também um factor importante, uma vez que todos os agentes poluentes serão arrastados pela corrente, podendo acumular-se nas albufeiras e modificar os equilíbrios químicos e biológicos das mesmas.

Um ecossistema perturbado pode reagir de forma mais ou menos rápida, tendendo a reverter naturalmente o estado de desequilíbrio. Quando isto não é possível, ou quando o intervalo de tempo necessário à sua recuperação é muito longo, os impactos podem ser mais graves, com situações de “efeito dominó”, em que o impacto destas alterações sobre uma espécie (nomeadamente a sua extinção), vão impactar muitas outras que com ela se relacionam.

#### 6.2.4 Energia e mudanças climáticas

O ciclo hidrológico é um processo global de circulação fechada da água, entre a superfície do planeta e a atmosfera, onde a água proveniente da precipitação que atinge o solo está sujeita a infiltração, lixiviação e evaporação. A porção que não se infiltra no solo, não evapora e não é capturada pela vegetação, é drenada para os cursos de água, contribuindo para os caudais que alimentam as centrais para geração eléctrica (Bianchi et al, 2009).

Para avaliar o impacto total das alterações dos regimes de precipitação na geração de energia hidroeléctrica, tem que se ter em conta as diferenças nas vazões de cada central eléctrica.

As mudanças climáticas implicam, geralmente, aumentos nas temperaturas médias, implicando modificações nos regimes hidrológicos em diversas zonas. A ocorrência de

fenómenos extremos (tempestades ou secas) também deve ser considerada, pois influencia a produtividade das centrais hidroeléctricas, ao impor alterações ao balanço hídrico (Bianchi et al, 2009).

O ciclo hidrológico, sendo um ciclo fechado e estreitamente ligado ao sistema climático, está sujeito ao efeito dos gases com efeito de estufa sobre as condições climáticas. Ou seja, a concentração destes gases vai influenciar o sistema hidrológico.

Segundo Harrison et al (2006), uma grande diversidade de estudos apontam para o facto de as vazões dos rios e, conseqüentemente, a produção hidroeléctrica, serem sensíveis a mudanças na precipitação e temperatura. A diminuição do potencial de geração hidroeléctrica será prejudicial para a viabilidade económica de alguns projectos, reduzindo os seus retornos financeiros, aumentando os preços unitários e, finalmente, tornando os investimentos em hidroelectricidade menos atractivos.

Alguns estudos indicam que os aumentos de temperatura, ao impactar nos glaciares, irão aumentar as vazões dos rios no Inverno, trazendo Primaveras mais precoces e reduzindo os caudais no Verão (Gleick, 1996; Harrison & Whittington, 2002).

Num estudo de 2006, Harrison et al., tentaram estabelecer uma relação entre os riscos financeiros e as variações climáticas nas centrais hidroeléctricas. Concluíram que, como resposta às alterações climáticas, as vazões e os regimes de pluviosidade sofrem variações como mostram as figuras seguintes (figuras 13 e 14):

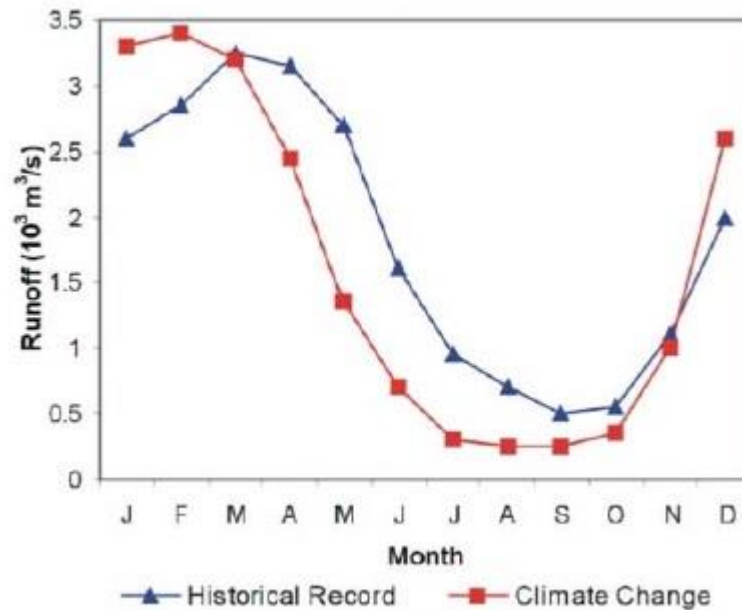


Figura 13 - Padrões teóricos de vazão nas condições actuais e sob potenciais alterações climáticas.

(Fonte: Cantarani, R., et al., 2009)

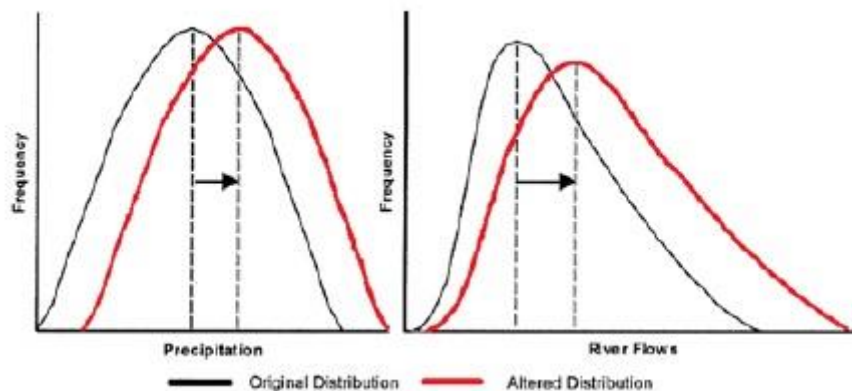


Figura 14 - Efeitos nas bacias dos rios alterando as vazões em função das mudanças na média de precipitação.

(Fonte: Cantarani, R., et al., 2009)

Harisson e Whittington (2002) defendem que os resultados existentes sugerem que há uma relação entre a sensibilidade às alterações climáticas e o armazenamento disponível, sendo que, em geral, quanto maior o grau de armazenamento, menor a sensibilidade às mudanças climáticas. A relação entre as variações de temperatura e precipitação e os respectivos impactos nas vazões e na produção hidroelétrica levou a que estes investigadores concluíssem que, tal como previam, a vazão tem uma variação positiva com mudanças na precipitação e negativa com a temperatura

(havendo maior sensibilidade às mudanças na precipitação). A produção é, contudo, mais sensível a reduções no caudal devido a mudanças na precipitação do que na temperatura. Alterações entre +20% e -20% na precipitação tiveram como resposta na produção anual, variações de +14% e -20%, respectivamente. Mudanças na temperatura tiveram efeitos a rondar pouco mais de 1% por °C alterado.

A conclusão do estudo apontou, portanto, para uma relação positiva com a precipitação e uma relação negativa, embora menos acentuada, com a temperatura.

### 6.2.5 Regularização dos caudais

A possibilidade de manutenção de um caudal ecológico ao longo do rio, permite a redução de alguns efeitos de poluição e um certo controlo sobre os caudais de cheias, conseguindo-se evitar situações de catástrofe nas zonas envolventes.

A bacia do Douro, por exemplo, tinha uma regularização de caudais deficitária, devido à falta de capacidade de armazenamento. Isto fazia com que a porção nacional da bacia estivesse altamente dependente dos aproveitamentos espanhóis, ocasionando situações de *stress* hídrico em épocas de cheias e secas.

Os aproveitamentos com albufeiras de dimensão razoável funcionam também como uma folga nas alturas dos incêndios, criando grandes reservas de água que além de contribuírem para amenizar as temperaturas circundantes, disponibilizam grandes volumes de água que pode ser utilizada para combater o fogo.

Em 2002, Alves e Bernardo definiram o caudal ecológico como o correspondente ao volume de água mínimo para satisfazer as necessidades dos ecossistemas aquáticos, garantindo a conservação e manutenção dos mesmos, assim como aspectos paisagísticos, culturais e de interesse científico.

Mais recentemente, o caudal ecológico foi definido como o regime hídrico que ocorre nas áreas de influência de um rio ou zona costeira, permitindo a manutenção dos ecossistemas e os seus benefícios, onde existam usos competidores de água e onde os caudais sejam regularizados (Ferreira et al, 2010).

A sua contribuição para a salubridade do rio, o desenvolvimento económico e diminuição da pobreza, ajudam a assegurar a permanente disponibilidade dos benefícios que os rios saudáveis proporcionam à sociedade (Dyson et al, 2007).

Os problemas com os caudais ecológicos colocam-se mais frequentemente quando existe um troço de rio com níveis de água muito baixos, alterando o habitat e afectando as espécies nativas. Do mesmo modo, este problema verifica-se em barragens cujas captações são derivadas para outras albufeiras, uma vez que a barragem representa um obstáculo que altera o curso natural do rio. Esta situação é menos problemática se a albufeira atingir níveis que garantam a existência de quantidades suficientes de água a jusante da barragem em questão (Ferreira et al, 2010).

Os métodos para determinar caudais ecológicos passam por três possibilidades (Ferreira et al, 2010):

1. Métodos baseados em registos históricos (Métodos hidrológicos);
2. Métodos baseados na relação entre as características hidráulicas do canal e o caudal (Métodos hidráulicos);
3. Métodos baseados na relação entre o habitat e o caudal (Métodos ecológicos)

Todos eles devem considerar a variabilidade natural e sazonal dos caudais.

As limitações destes métodos relacionam-se com as dificuldades em antever os impactes nos ecossistemas resultantes da aplicação do regime de caudais ecológicos propostos e com o baixo nível de precisão. (Ferreira et al, 2010)

A necessidade de legislação sobre os caudais, de forma a definir um conjunto de normas claras e uma metodologia adequada, levou à introdução, em 1989, de licenciamento sobre os novos aproveitamentos hidráulicos, obrigando-os a manter um caudal mínimo a jusante das barragens, com vista a minimizar os impactes nos ecossistemas afectados.

A definição de caudais está dependente de factores intrínsecos e extrínsecos, pelo que cada barragem é um caso individual e não é fácil standardizar soluções. Os aspectos que mais influenciam o tipo de caudal a instalar prendem-se, principalmente, com as configurações geométricas da barragem, os níveis de exploração, aspectos de funcionamento hidráulico e aspectos ambientais, assim como as características estruturais e até mesmo, dos equipamentos de controlo dos respectivos caudais (Ferreira et al, 2010).

Em barragens já existentes, uma possibilidade a considerar para a instauração de um caudal ecológico passa pela perfuração do corpo da barragem. Isto tem vantagens ou limitações consoante o tipo de barragem: perfurar uma barragem de betão pode ser

uma tarefa relativamente fácil, no entanto, em barragens de aterro ou enrocamento, esta hipótese torna-se de muito mais difícil execução. Nestes casos, há também que ter em conta os circuitos hidráulicos que já estão em utilização, de forma a interferir o mínimo possível com eles.

Em Portugal, como no resto do mundo, tem-se assistido a uma preocupação cada vez maior em incluir os caudais ecológicos na construção de novos empreendimentos, bem como na sua incorporação nos já existentes.

As soluções utilizadas são variadas. Para a barragem de Vilarinho das Furnas, por exemplo, tem-se ponderado um bypass ao nível da descarga de fundo, em Pedrógão prevê-se a incorporação de um circuito hidráulico que atravesse o corpo da estrutura, na barragem de Canedo, a alternativa passa pela utilização de uma passagem para peixes para descarga dos caudais ecológicos.

A nível internacional, podem citar-se duas situações. Em Espanha, o empreendimento de Barrié de la Maza, dispõe de uma mini-hídrica onde são turbinados os caudais ecológicos. Na Austrália, a barragem de Tallowa tem um dispositivo de caudal ecológico construído juntamente com um elevador para peixes (Ferreira et al, 2010).

### 6.3 Medidas de Mitigação

Perante situação de incumprimento dos objectivos de protecção ambiental, que possa ser associado ao decorrer da obra, devem ser adoptadas medidas de cuidado acrescido no que toca à gestão ambiental, bem como definição de áreas prioritárias de preservação dos locais de criação e alimentação, montagem de estruturas provisórias de contenção, tratamento ou reversão de impactes (EDP, 2009).

Uma monitorização constante é necessária, para ir avaliando a necessidade de reforçar a fiscalização das obras, definição de áreas prioritárias de preservação e para avaliar a eficácia das medidas em vigor (EDP, 2009). As medidas propostas devem ser articuladas com os programas de monitorização da fauna, flora e habitats.

As medidas de mitigação, segundo o *National Environmental Policy Act*, podem ser de natureza preventiva (com o intuito de evitar impactes), minimizadora (quando

pretendem reduzir a magnitude de um impacte) ou compensatória (quando pretendem compensar impactes não evitáveis nem minimizáveis). A responsabilidade pela sua definição e implementação está repartida por várias entidades públicas e privadas. As medidas preventivas nem sempre são suficientes, pelo que se devem prever também medidas para reduzir os impactes. Sem elas, os impactes ambientais podem ultrapassar a capacidade de adaptação dos sistemas naturais (IPCC, 2007).

*Os Princípios da Melhor Prática em Avaliação de Impacte Ambiental* (IAIA/EIA, 1999) referem que “o processo de AIA deve providenciar a mitigação e a gestão de impactes, para estabelecer as medidas necessárias para evitar, minimizar ou compensar os impactes adversos previstos e, quando adequado, para incorporar estas medidas num plano ou num sistema de gestão ambiental” (APA, 2011).

O grau de pormenor de cada medida deve ser adaptado à fase em que o projecto é submetido a AIA. Durante o estudo prévio, as medidas devem focar-se no desenvolvimento do projecto e em estudos requeridos para a pormenorização de medidas de mitigação em sede de RECAPE (Relatório de Conformidade Ambiental do Projecto de Execução). Em fase de execução, as medidas devem estar suficientemente pormenorizadas para permitir a sua concretização (APA, 2011).

As transformações a montante do açude podem ser minimizadas com a formação de albufeiras de pequenas dimensões, bem como com a promoção da exploração dos empreendimentos em regime de fio-de-água, reduzindo o período de retenção de água na albufeira e assegurando a manutenção de padrões de escoamento semelhantes aos que existiam previamente. Estas medidas de mitigação revelam particular importância nos períodos críticos para o ciclo de vida das espécies aquáticas e ribeirinhas (Leitão, 2010).

Os impactes na alteração do regime de escoamento, devidos ao desvio de caudais para a central eléctrica, podem ser mitigados pela implementação de regimes ecológicos de caudais que sejam eficazes na manutenção das características ecológicas dos sistemas lóticos em questão (Leitão, 2010).

A preservação dos habitats e da paisagem deve ser igualmente considerada, tanto no que diz respeito à instalação das infra-estruturas, como ao cuidado a ter com os materiais excedentários, a abertura de vias de acesso e os níveis de ruído (Leitão, 2010).



O intuito do conjunto de medidas é que haja um bom equilíbrio entre elas, evitando sempre que possível a redundância de medidas, medidas contraditórias ou incompatíveis entre si. Deve-se ainda assegurar uma boa articulação entre medidas já adoptadas ou previstas para outros projectos existentes na área de influência do projecto em questão, considerando os efeitos de mitigação de impactes cumulativos (APA, 2011).

Para garantir a eficácia das mitigações, é preciso analisar a situação antes e depois da actuação das medidas.

Num estudo de 24 EIAs de empreendimentos hidroeléctricos nacionais (Marques. L., 2013), constatou-se que a maioria das metodologias utilizadas em EIAs têm algumas lacunas de informação nos diferentes parâmetros. No referido estudo concluiu-se que as mitigações propostas referem-se a acções e impactes genéricos e redundantes e as medidas de mitigação repetiram-se nos vários projectos. Isto demonstra uma necessidade de novas propostas e de uma melhor gestão dos projectos.

### 6.3.1 Custo das mitigações; custos/benefícios

As medidas de mitigação estarão sempre sujeitas a uma análise das suas implicações financeiras, económicas, sociais e ambientais, devendo ser exequíveis e custo-eficazes. Deste modo, são tidos em conta os custos das mesmas, comparativamente com os benefícios que daí se tiram.

Numa análise deste género, há que ter em conta os custos dos danos, com e sem a aplicação de medidas de mitigação. Neste âmbito, são considerados os custos financeiros directos (por exemplo, os custos de reconstrução), os custos económicos indirectos (incluindo as perturbações de actividades económicas e sociais ou as acções de protecção civil), os custos não quantificáveis em termos monetários (danos no património cultural, paisagístico, ou outros danos ambientais) e ainda os danos pessoais.

O benefício (B) das mitigações equivale à redução dos custos (C) que delas advêm, ou seja:

$$B = C_0 - (C_m + C_1)$$

em que:

$C_0$  = custos dos danos sem mitigação;

$C_m$  = custo das acções de mitigação;

$C_1$  = custo dos danos com mitigação.

Assim, quanto maior for a relação entre  $B$  e  $C_m$ , mais apelativas serão as acções de mitigação (o que vai influenciar a sua prioridade). Caso o custo da mitigação tenha um benefício mais reduzido, que se reflecta numa relação  $B/C_m$  quase nula (ou mesmo inferior a 1), a estratégia de mitigação é reequacionada. É aqui que as monitorizações assumem grande importância, pois permitem recolher informação preciosa sobre as medidas mais adequadas a aplicar futuramente.

## 6.4 Económico-Sociais

As centrais hídricas reversíveis têm sido encaradas como uma solução para absorver o excesso de geração eléctrica, evitando-se assim a necessidade de corte da geração por outros meios, nomeadamente a eólica. Num contexto de mercado liberalizado, assumindo-se que estas centrais são tomadoras de preço (não influenciam o preço de equilíbrio do respectivo mercado)<sup>7</sup> (Teixeira, 2012), nos períodos de baixo consumo e elevada disponibilidade de vento, o baixo preço da energia eléctrica dará incentivo para a realização de bombagem, promovendo a integração da energia eólica. No entanto, se uma central reversível apresentar poder de mercado, a sua estratégia de maximização do lucro pode levar a um perfil de bombagem e geração diferente, desviando-se do objectivo de maximizar a integração da energia eólica.

Com a liberalização do sector da produção eléctrica, os novos investimentos já não contam com os “Contractos de Aquisição de Energia” que asseguravam a rentabilidade dos projectos e passavam praticamente todos os riscos para os consumidores finais. Esta mudança de paradigma colocou o risco sobre o investidor, que irá preferir apostar em tecnologias mais competitivas e eficientes do ponto de vista do custo de produção. Os novos aproveitamentos hidroeléctricos deverão, portanto, ser encarados numa perspectiva de minimização dos custos de execução e operação e de maximização das receitas com a venda de energia eléctrica ao longo da fase de exploração (Teixeira, 2012).

<sup>7</sup> Em oposição a “definidoras de preço”, que exercem o seu poder para influenciar o preço do respectivo mercado.

A transacção de energia eléctrica é feita num mercado competitivo onde as centrais hídricas enfrentam concorrência de outras tecnologias. A estratégia das centrais hídricas consiste na optimização e rentabilização dos recursos hídricos de modo a disponibilizá-los quando se perspectiva uma maximização dos lucros, principalmente nas horas de maior consumo, em que podem disponibilizar ao sistema eléctrico grandes quantidades de energia num curto espaço de tempo. Para a fase de exploração têm que ser previstas essas receitas expectáveis ao longo do tempo de vida útil do activo através da venda de electricidade em mercado. Este processo envolve uma grande incerteza de previsão a médio/longo prazo (em parte pela sua dependência das condições ambientais, em parte pela variação nas exigências do mercado).

Além da vantagem económica indirecta da valorização do valor da água, pela sua “reciclagem” no ciclo das centrais hídricas reversíveis, esta tecnologia vai influenciar o preço de mercado da energia hidroeléctrica.

O preço de equilíbrio do mercado diário é determinado pela lei da oferta e procura. Quando uma central hídrica reversível tem poder de mercado, a compra e venda de energia influencia o preço de equilíbrio diário. De forma sucinta, quando a central compra energia para a bombagem, o preço de equilíbrio da energia sobe em relação ao preço de equilíbrio sem a sua intervenção; quando a central vende energia eléctrica, o preço de equilíbrio diminui.

## 7. Caso específico – Aproveitamento Hidroeléctrico do Baixo Sabor

Em virtude das necessidades hidroeléctricas no nosso país, há uma série de novas infraestruturas previstas. Uma delas é o **Aproveitamento Hidroeléctrico do Baixo Sabor** (AHBS), situado na Bacia Hidrográfica do Douro.

O AHBS localiza-se no troço final do rio Sabor. Este nasce em Espanha, na Serra de Parada, a aproximadamente 1600m de altitude, desaguando no rio Douro, a 97m de altitude, na aldeia de Foz do Sabor. É o primeiro afluente da margem direita do Douro, em território português. A bacia hidrográfica em que se insere tem uma extensão de 3447km<sup>2</sup>, sendo que a parte portuguesa da bacia compreende 2910km<sup>2</sup> desse total (Santos, L., 2010).

Um documento do Instituto Nacional da Água, datado de 1995, refere que “Para evitar a dependência total em relação a Espanha, será no entanto de toda a conveniência (...) que se disponha em território nacional, o mais a montante possível, de uma grande albufeira de armazenamento capaz de acudir de forma eficiente a situações de emergência potencialmente gravosas para o troço nacional do Douro” (REN, 2002).

A Resolução do Conselho de Ministros nº 4/1996, de 17 de Janeiro, assinada após o descobrimento do património arqueológico em Foz Côa, salienta que é fundamental “assegurar o conveniente aproveitamento do potencial hídrico e energético do país, sendo por isso essencial o valor da água a armazenar no Douro superior e seus afluentes”, pelo que se resolveu “acelerar os estudos relativos a outros projectos de aproveitamento hídrico e energético no Douro superior e seus afluentes, com o objectivo de possibilitar a construção de uma barragem que possa cumprir funções hídricas e energéticas semelhantes às atribuídas à barragem de Foz Côa” (Vasconcelos, T., 2012).

Os impactes do AHBS foram estimados e caracterizados com recurso a vários estudos entre 1996-2003, incluindo os estudos realizados no âmbito de dois processos de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA). Daqui surgem os relatórios do “Estudo Prévio do AHBS”, do “Estudo de Impacte Ambiental” (EIA) e o “Estudo de Avaliação Comparativa do AHBS e do Aproveitamento Hidroeléctrico do Alto Côa” (AHAC). O objectivo seria conseguir um aproveitamento que pudesse cumprir as mesmas funções

hídricas e energéticas da barragem de Foz Côa, particularmente potenciadas pela sua localização privilegiada na parte mais a montante da bacia portuguesa do Douro. Em 2004, a Declaração de Impacte Ambiental emitiu um parecer favorável ao AHBS, em detrimento do Alto Côa, com base nos seguintes pontos (DIA Baixo Sabor, 2004):

- “É o único que contribuirá, em tempo útil, para o cumprimento dos compromissos assumidos por Portugal no âmbito da produção de energia a partir de fontes de energia renováveis e da redução de gases de efeito de estufa, directamente, e, indirectamente, para a viabilização da expansão do parque eólico”;
- “A capacidade de controlo de caudais de ponta em caso de cheia é relativamente maior”, “sendo a capacidade de regularização de caudais também superior”;
- “Garante a preservação do sítio de Arte Rupestre do Vale do Côa, classificado na Lista do Património Mundial da UNESCO, património que levou à inviabilização da barragem de Foz Côa”;
- “Exigirá um investimento significativamente inferior”, “sendo também significativamente inferiores os custos previstos para a produção de energia eléctrica”.

Em 2007 foi anunciada a sua construção, em 2008, o Governo adjudicou a obra ao Grupo EDP e em Agosto desse ano arrancaram as obras.

O conjunto de estudos realizados reconheceu, contudo, o elevado impacte do AHBS sobre os sistemas ecológicos. De salientar, o facto de afectar consideravelmente uma área de grande valor para a biodiversidade, reconhecida pela União Europeia e inserida na Rede Natura 2000. Mais especificamente, o empreendimento do AHBS afecta uma Zona de Protecção Especial (ZPE), designada ao abrigo da Directiva 79/409/CEE, do Sítio de Importância Comunitária (SIC) dos Rios Sabor e Maçãs e, parcialmente, do SIC de Morais, ao abrigo da Directiva Comunitária 92/43/CEE (Santos, L., 2010).

O próprio Plano Sectorial da Rede Natura 2000 reconhece que a principal ameaça aos habitats e populações aquáticas e ribeirinhas do SIC dos Rios Sabor e Maçãs, corresponde à eventual construção da barragem do Baixo Sabor, que pode submergir um importante troço do rio.

Ainda assim, na sequência do AIA, a Declaração de Impacte Ambiental (DIA), emitida em 2004, foi favorável ao AHBS, exigindo no entanto, um conjunto de estudos, planos de monitorização e o cumprimento de medidas de minimização e compensação.

Relativamente à monitorização, a DIA estipulou uma série de obrigações, incluindo o acompanhamento de vários parâmetros físico-químicos e microbiológicos, da flora e fauna e dos habitats na fase de construção, na fase de enchimento e de exploração.

Em simultâneo com as monitorizações durante a fase de construção, foram feitos diversos estudos biológicos para ajudar a delinear as Medidas de Compensação (MC) dos impactes do empreendimento. Estas medidas foram exigidas pela DIA e especificadas posteriormente no Relatório de Conformidade Ambiental do Projecto de Execução (RECAPE), de Outubro de 2006.

As MC que ficaram estabelecidas para o AHBS envolvem várias acções de conservação de espécies e habitats, cujo sucesso é muitas vezes incerto, pelo que devem ser monitorizadas e, em caso de necessidade, alteradas. Entre essas medidas, incluem-se (Santos, L., 2010):

- MC1. Habitat de Compensação da Vilariça;
- MC2. Valorização e recuperação de habitats das ribeiras afluentes;
- MC3. Valorização do corredor ripícola do Médio e Alto Sabor e Rio Maçais;
- MC4. Programa de protecção e valorização de habitats prioritários;
- MC5. Recuperação e criação de habitats para quirópteros;
- MC6. Programa de conservação da Lontra;
- MC7. Programa de conservação da Toupeira-de-Água;
- MC8. Programa de protecção e valorização do Lobo Ibérico no Nordeste Transmontano e Beira Alta;
- MC9. Programa de protecção e valorização da avifauna ripícola no Nordeste Transmontano;
- MC10. Plano geral de protecção e valorização de répteis, anfíbios e invertebrados no Vale do Sabor;
- MC11. Centro de Interpretação Ambiental e Recuperação Animal (CIARA).

Os programas de monitorização que deviam complementar as MC no sentido de averiguar a sua eficácia careceram, no entanto, de integração de forma a assegurar a sua coerência e a optimizar as relações custo-benefício. Assim, a integração da monitorização das MC com a monitorização dos factores biológicos, permitiu definir

um esquema de amostragem mais coerente, eficiente e com melhor amostragem (quer no que toca à dimensão da amostra, quer das áreas de impacte e de controlo).

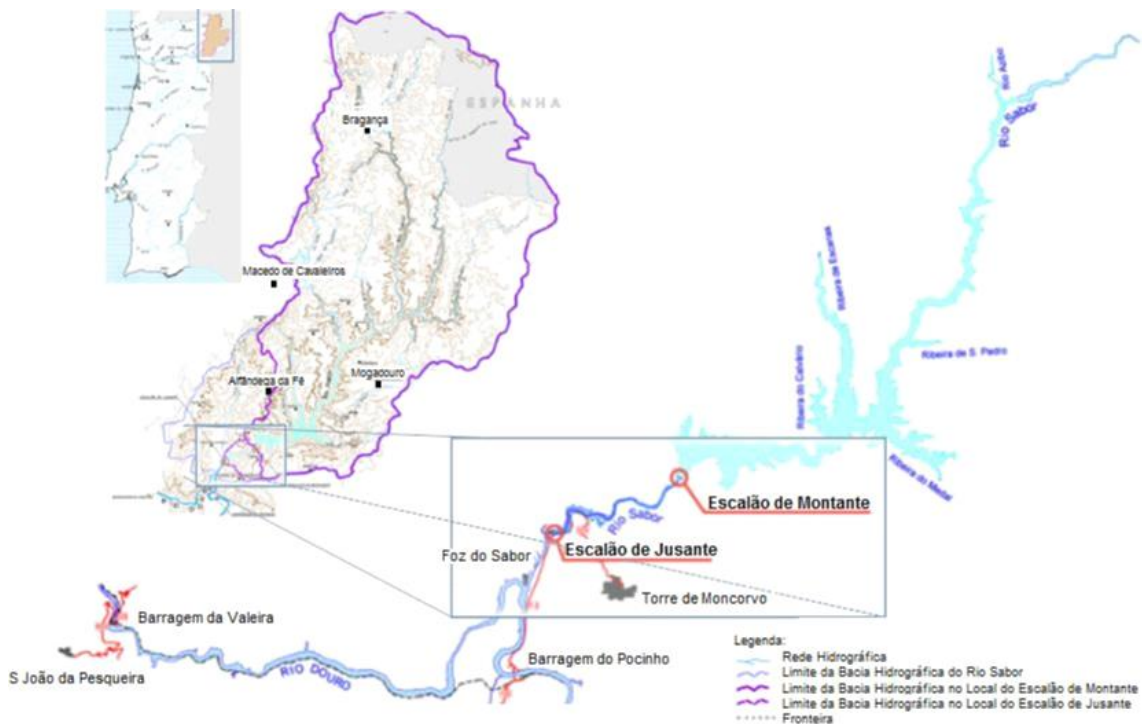
A potência total a instalar é de 170MW, dividida pelos dois escalões (140MW para o escalão de montante e 30MW para o escalão de jusante), ambos reversíveis. Para condições hidrológicas médias, prevê-se a produção de 230GW/ano (total dos dois escalões), sem o contributo da bombagem.

O AHBS pretende garantir a segurança no abastecimento energético e a estabilidade do sistema electroprodutor. O facto de ser reversível vai permitir a acumulação de energia em horas de menor consumo para produção em horas de maior necessidade. A energia excedentária produzida pelas estruturas eólicas será aproveitada para o processo de bombagem. Nas horas de maior tráfego energético, o AHBS vai permitir substituir os equipamentos térmicos. Além disso, a utilização de menor quantidade de materiais poluentes e integralmente importados a preços instáveis, permitirá uma redução da factura energética externa.

A localização do AHBS num dos afluentes do Douro superior, o rio Sabor (figura 15), e o facto de estar previsto um armazenamento útil considerável, atribuem a este empreendimento uma importância significativa como reserva estratégica de água e permitindo uma gestão mais eficiente de toda a cascata do Douro (REN, 2006). A capacidade de armazenamento prevista será de 660hm<sup>3</sup>, equivalente a 1,6 vezes a capacidade instalada actualmente na bacia do Douro em território português. Como a maioria dos aproveitamentos que existiam no Douro são de fio-de-água, não têm capacidade para reter aflúências, ficando assim dependentes de escalões mais a montante, explorados por Espanha (REN, 2006). Isto permitirá armazenar água em meses mais húmidos para ser posteriormente bombada em épocas mais secas e também o controlo dos caudais de cheia (principalmente as de pequena e média dimensão) a jusante do AHBS. Ao reter as águas nas albufeiras, reduzindo os caudais lançados para jusante, este aproveitamento vai contribuir para evitar o lançamento imediato no rio Douro, ajudando a amenizar os efeitos e a ocorrência de cheias. Além disso, permitirá disponibilizar, mesmo em regimes secos, caudais diários dessa albufeira para o aproveitamento situado a jusante (Valeira). Isto é importante para possibilitar o funcionamento das 4 centrais do Douro a jusante do AHBS, que no total representam uma potência instalada de 740MW (Santos, L., 2010).

Estes efeitos conjugados permitem ainda a viabilização da integração da energia eólica e consequentemente, uma redução nas emissões de CO<sub>2</sub>.

Este empreendimento hidroeléctrico tem uma ramificação de influências nas áreas envolventes, potenciando investimentos nos sectores do turismo e agricultura na região. Será ainda útil no combate a incêndios florestais e as albufeiras irão permitir criar condições para desportos aquáticos. Além disso, vai beneficiar as populações dos concelhos circundantes, através da construção e melhoramento de infra-estruturas e vias de comunicação.



**Figura 15 - Zona abrangida pelo AHBS, na bacia hidrográfica do Rio Sabor.**  
(Fonte: Vasconcelos, T., 2012)

O AHBS compreende dois escalões: o escalão de montante, considerado o escalão principal, e o escalão de jusante (também designado contra-embalse), ambos no distrito de Bragança, concelho de Torre de Moncorvo.

A barragem de jusante, do tipo gravidade, com uma altura de 45m, consiste de uma estrutura rectilínea, com um comprimento de 315m e 130.000m<sup>3</sup> de betão. Destina-se a constituir o contra-embalse da barragem de montante, possibilitando a regulação de caudais, e a garantir condições de bombagem adequadas a partir do rio Douro. No local onde está inserida, o vale do Sabor é largo e de fundo plano, sendo portanto



morfologicamente adequado para a construção de barragens do tipo gravidade (Pimentel, R., et al., 2012).

Ambos os escalões funcionam de forma semelhante, em modo de turbina e em modo de bombagem, apenas mudando o sentido de rotação. Em modo de turbina, a água armazenada nas albufeiras, percorre um circuito hidráulico inclinado, adquirindo velocidade. Essa água é encaminhada para as pás da turbina, que faz rodar o rotor (ou alternador), cujo eixo está directamente acoplado à turbina. A rotação da turbina e a circulação de correntes provocam “um fenómeno de indução” na peça fixa do alternador, produzindo tensões de Média Tensão (MT). Durante este processo, há transformação de energia hidráulica em energia mecânica e desta em energia eléctrica.

Depois de turbinada, a água segue para a albufeira de jusante.

No modo de bombagem, a água previamente turbinada, é restituída à albufeira superior. A energia em Muito Alta Tensão (MAT) é convertida em MT e usada para colocar em movimento o motor que impulsiona a bomba. A água da albufeira inferior é sugada pela bomba e volta à albufeira superior, podendo ser reutilizada futuramente no modo de turbinção.

Sendo ambos os escalões dotados de geradores reversíveis, o processo de bombagem pode ocorrer tanto a jusante como a montante, aproveitando a energia eléctrica excedentária proveniente de fontes eólicas, gerada durante a noite, quando o consumo é menor. Isto permite uma estruturação em cascata, podendo a água de uma terceira albufeira, mais a jusante (Albufeira da Valeira), ser devolvida à albufeira de jusante pelo grupo de bombagem do escalão de jusante e a água desta, ser bombada para a albufeira de montante, pelo escalão de montante (Santos, L., 2010).

Os aproveitamentos com bombagem podem funcionar praticamente o mesmo número de horas, tanto num ano normal como num ano mais seco, porque não estão tão dependentes das afluências naturais para encher as albufeiras. Aliás, estes empreendimentos salientam-se em anos de regime hidrológico mais seco, sendo que quanto maior a capacidade de armazenamento, mais valor gera a central hídrica, ao gerir rigorosamente os volumes a turbinar nas horas em que a energia tem maior valor de mercado.

A presença do AHBS permite ainda um aumento da produção nos escalões do troço nacional do rio Douro, que conseguem produzir energia nas horas mais rentáveis, aumentando o valor da mesma no mercado. A sua operação permitirá, portanto, um benefício acrescido nos empreendimentos hidroeléctricos do Douro (Santos, L., 2010).

Em adição aos dois escalões e respectivos acessos, o AHBS implica a realização de um conjunto de obras complementares e a implementação de programas associados às Medidas de Minimização e de Compensação Ambiental, de onde se destacam (Santos, L., 2010):

- Restabelecimento da EN 216 e EN217 e construção de duas novas pontes sobre o rio Sabor;
- Restabelecimento da EN102, na zona do escalão de jusante;
- Restabelecimento de vários caminhos rurais e florestais;
- Centro de Interpretação Ambiental e Recuperação Animal em Felgar;
- Construção do Habitat de Compensação da Vilariça, que inclui a criação de zonas de desova na ribeira de Vilariça e a construção de um túnel de desvio de água na albufeira de jusante para a ribeira da Vilariça;
- Transladação do Santuário de Santo Antão da Barca, no concelho de Alfandega da Fé e da Capela de S. Lourenço no concelho de Torre de Moncorvo;
- Valorização e recuperação de habitats de ribeiras afluentes ao rio Sabor;
- Programa de protecção e valorização de habitats prioritários, que inclui a criação de zonas propícias à preservação e conservação da lontra e da toupeira de água;
- Programa de recuperação e criação de abrigos e habitats para morcegos;
- Programas de protecção e valorização do lobo, da avifauna e dos répteis, anfíbios e invertebrados.

De salientar ainda que os trabalhos do AHBS são acompanhados desde o início da sua construção por uma Comissão de Acompanhamento Ambiental, criada por despacho conjunto dos Ministérios do Ambiente e da Economia, constituída por representantes de vários organismos da Administração Pública, da Associação de Municípios do Baixo Sabor, das ONG do Ambiente e da Comunidade Científica (Santos, L., 2010).

## 8. Conclusões

A crescente tomada de consciência sobre as questões ambientais, em conjunto com o aumento dos custos (monetários e ambientais), tem contribuído para o aumento da instalação de centrais hidroeléctricas reversíveis, que fornecem energia eléctrica com baixas emissões de gases com efeito de estufa.

Uma das fragilidades das tecnologias renováveis é o facto de dependerem das condições atmosféricas para produzirem energia eléctrica, pelo que não estão 100% sob o nosso controlo. Isto pode resultar num défice ou sobreprodução de energia.

Quando o consumo é baixo e, por exemplo, a energia eólica disponível é elevada, ocorre frequentemente excesso de geração. Para compensar, pode recorrer-se ao armazenamento de energia para se utilizar quando houver necessidade. A grande capacidade de armazenamento das centrais hídricas reversíveis e o seu elevado rendimento, têm-lhes valido uma boa cotação como solução para maximizar a integração de geração eólica.

Ao contrário do que parece ser um dado adquirido pelos cidadãos portugueses, o nosso país tem plena abundância de recursos energéticos limpos e renováveis: sol, vento, água, biomassa ou geotermia. Considerando estas opções, devíamos apostar mais nas melhores formas de produzir e conservar energia. Em ambos os casos, estaríamos a substituir os custos de funcionamento e poluição (queima de combustíveis importados) por custos de investimento, geradores de emprego, mais-valia e investigação científica e tecnológica.

A energia hidroeléctrica reveste-se portanto, de dupla importância: a produção directa de electricidade e a regulação global do sistema eléctrico, em momentos em que a oferta excede a procura. Isto implica que se faça o seu aproveitamento, recorrendo ao armazenamento que as barragens permitem, através da instalação de bombagem e de grupos reversíveis, bem como no aumento da capacidade actualmente instalada.

As centrais reversíveis representam um contributo importante na sustentação dos picos do diagrama de carga, conseguindo disponibilizar grandes quantidades de energia em curtos períodos. Além do arranque quase instantâneo, há sempre capacidade de produção, pois não estão totalmente dependentes de afluências naturais para funcionar.

No que toca aos impactes, se se optar de início por um planeamento e faseamento adequado da obra, à partida deve-se conseguir evitar ou, pelo menos, minimizar os impactes sobre a população e o ambiente em geral. Por outro lado, um acompanhamento ambiental durante a construção pode ajudar a definir estratégias e medidas complementares de resposta, com reflexos igualmente positivos na protecção do ambiente. A inclusão de caudais ecológicos a jusante das barragens é, cada vez mais, uma medida incontornável para assegurar o bem-estar dos ecossistemas nas imediações da construção de um empreendimento hidroeléctrico.

No caso específico do AHBS, este contribuirá para a segurança no abastecimento energético e a estabilidade do sistema electroprodutor. O facto de ser reversível permitirá a acumulação de água em horas de menor consumo para produção de electricidade em horas de maior consumo, ou seja, durante o dia, apoiando os picos do diagrama de carga. A energia excedentária actualmente produzida no período nocturno pelas eólicas e também a que virá a ser produzida fruto da previsível expansão do parque eólico poderá ser aproveitada para o processo de bombagem. O funcionamento do AHBS nas horas de ponta permitirá substituir o equipamento térmico nesses períodos. O recurso a uma menor quantidade de matérias-primas poluentes e integralmente importadas a preços voláteis possibilitará uma redução na factura energética externa.

Em suma, deve-se fazer um esforço no sentido de reforçar o sistema electroprodutor, preferencialmente a partir de fontes alternativas de energia. Sendo menos poluentes e com menor custo de produção, vão permitir uma redução das tarifas médias a pagar pelos consumidores. A intensificação e diversificação do aproveitamento das fontes renováveis energéticas para a produção de electricidade, com particular ênfase para a energia hidroeléctrica e eólica, é uma das medidas previstas na Estratégia Nacional para a Energia, em paralelo com outras, entre as quais a clarificação e agilização dos mecanismos administrativos de licenciamento.

## Bibliografia

1. “A Erosão Fluvial (dos Rios)” (2010). Acedido em Fevereiro 2010. Disponível em: <http://www.prof2000.pt/users/elisabethm/geo8/rio3.htm>
2. Agência Portuguesa do Ambiente (2011). “*Crítérios de Boa Prática na Selecção de Medidas de Mitigação e Programas de Monitorização: Primeira Aproximação*”. APA. Amadora. 2011.
3. Associação Água Pública. “*Acordos entre Portugal e Espanha sobre as Bacias Hidrográficas Partilhadas*”. Acedido em Março, 2015. Disponível em: <http://aguapublica.no.sapo.pt/lusesp/lusesp.htm>
4. Baptista, V. (2010). “*O Planeamento Energético e a Hidroelectricidade*”. In: Conferência Internacional Aproveitamentos Hidroeléctricos em Portugal – Um Novo Ciclo. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 4-5 Fevereiro 2010. pp. 35-48
5. Barbosa, F. M. (2005). “*Gestão de Energia. Gestão do Diagrama de Cargas*”. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto.
6. “*Barragem de Alqueva*” (2015). Acedido em Março 2015. Disponível em: [https://pt.wikipedia.org/wiki/Barragem\\_de\\_Alqueva](https://pt.wikipedia.org/wiki/Barragem_de_Alqueva)
7. Brookfield Renewable Energy Partners. “*Sobre Hidroeléctricas e Energia Eólica*”. Acedido em Agosto, 2015. Disponível em: [https://www.brookfieldrenewable.com/port\\_content/portfolio/sobre\\_hidreletricas\\_e\\_energia\\_e%C3%B3lica-30491.html](https://www.brookfieldrenewable.com/port_content/portfolio/sobre_hidreletricas_e_energia_e%C3%B3lica-30491.html)
8. Cantarani, R., et al (2009). “*Os Riscos Financeiros de Empreendimentos Hidroeléctricos devidos à Mudança Climática*”. Trabalho de conclusão de curso em Gestão Ambiental Aplicada à Energia Hidroeléctrica. Fundação Instituto de Administração. São Paulo, 2009.
9. Castro, A. P. (2010) “*A Hidroelectricidade do Ponto de Vista da Produção*” in Conferência Internacional Aproveitamentos Hidroeléctricos em Portugal – Um Novo Ciclo. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 4-5 Fevereiro 2010. pp. 49-62
10. Castro, N. J. et al. “*A Construção de Centrais Hidroeléctricas e o Desenvolvimento Sustentável*”. Acedido em Março de 2015. Disponível em: [http://ecen.com/eee81/eee81p/hidreletricas\\_des\\_sustentavel.htm](http://ecen.com/eee81/eee81p/hidreletricas_des_sustentavel.htm)

11. Charoenngam, C., Yeh, C. Y. (1999) “*Contractual Risk and Liability Sharing in Hydropower Construction*”
12. “Como Desenvolver uma Matriz ou Análise SWOT (FOFA)”. Acedido em Abril de 2015. Disponível em: <http://blog.luz.vc/o-que-e/como-desenvolver-uma-matriz-ou-analise-swot-fofa/>
13. “*Compreensão dos Instrumentos Financeiros ao Dispor do Sector*” (2014). In: *Água Global: A Internacionalização do Sector Português da Água*. Coimbra e Guimarães, 11 e 13 de Fevereiro de 2014
14. Cruz, L. B. (2010). “O Património Hidroeléctrico em Portugal”. In: Conferência Internacional Aproveitamentos Hidroeléctricos em Portugal – Um Novo Ciclo. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 4-5 Fevereiro 2010. pp. 77-89
15. Cunha, L. V. (1998) “*Segurança Ambiental e Gestão dos Recursos Hídricos*”, in *Nação e Defesa*, 86. 1998
16. “*Declaração de Impacte Ambiental do Aproveitamento Hidroeléctrico do Baixo Sabor*”. Disponível em: [www.a-nossa-energia.edp.pt/centros\\_produtores/desempenho\\_ambiental.php?item\\_id=1&cp\\_type=&section\\_type=desempenho\\_ambiental](http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/desempenho_ambiental.php?item_id=1&cp_type=&section_type=desempenho_ambiental) [Consultado em: 22-07-2015]
17. EDP (2009) “*Aproveitamento Hidroeléctrico do Fridão – Estudo de Impacte Ambiental*”. Volume 2 – Relatório Síntese. Capítulo VIII – “*Programas de monitorização e Gestão Ambiental*”. EDP.
18. EDP (2014). “*Aproveitamento Hidroeléctrico do Baixo Sabor. Programa Integrado de Monitorização Ambiental (PIMA)*”. Rev. 01. EDP. Outubro, 2014
19. EDP (2006). “*Aproveitamento Hidroeléctrico do Baixo Sabor. Relatório de Conformidade Ambiental do Projecto de Execução (RECAPE)*”. **Volume 1**. EDP. Outubro, 2006
20. EDP. “*Programa Nacional de Barragens*”. Acedido em Fevereiro de 2015. Disponível em: [http://www.a-nossa-energia.edp.pt/mais\\_melhor\\_energia/programa\\_nacional\\_barragens.php](http://www.a-nossa-energia.edp.pt/mais_melhor_energia/programa_nacional_barragens.php)
21. EDP (2015). “*Sabor inicia produção de energia*”. Acedido em Julho de 2015. Disponível em: <http://www.a-nossa-energia.edp.pt/noticias/artigo.php?id=148>
22. Eletrobras (2014). “*Seminário Técnico Sobre Usinas Hidroeléctricas Reversíveis no Setor Eléctrico Brasileiro*”. Acedido em Março 2015. Disponível em: <http://www.eln.gov.br/opencms/export/sites/eletronorte/seminarioTecnico/arquivos/FolderSeminarioUsinasReversiveis.pdf>

23. Energy.gov (2015). “*History of Hydropower*”. Acedido em Fevereiro 2015.  
Disponível em: <http://energy.gov/eere/water/history-hydropower>
24. Félix, N. (2010) “*Reflexões e Análises Críticas ao Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico*”. Tese de mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto.
25. Ferreira, A., et al (2010). “*Problemática e Soluções para a Descarga de Caudais Ecológicos em Aproveitamentos Hidráulicos Existentes. Exemplos*”. In: 5as Jornadas de Hidráulica, Recursos Hídricos e Ambiente. 2010. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto
26. Ferreira, C. (2012). “*A “hidrodiplomacia” na gestão dos conflitos e na segurança nacional*”. Em: 11º Congresso da Água – valorizar a água num contexto de incerteza. Porto. 6-8 Fevereiro, 2011
27. Ferreira, M. (2007). “*Avaliação do Ciclo de Vida de uma Central Hidroeléctrica: Central de Frades, Caso de Estudo na EDP – Energias de Portugal, S.A.*”. Dissertação de Mestrado em Engenharia do Ambiente. Instituto Superior Técnico. Universidade Técnica de Lisboa. Lisboa
28. Harrison, G. P. et al (2006). “*Sensitivity of Hydropower Performance to Climate Change*”. Institute for Energy Systems, School of Engineering and Electronics, University of Edinburgh. Edinburgh, 2006
29. Harrison, G. P., Whittington, H. W. (2002). “*Climate Change - A Drying up of Hydropower Investment*”. Power Economics. **Vol.6**. pp.25-27
30. “*Hidroelectric Power (Dams)*”. Acedido em Fevereiro 2015. Disponível em: <http://www.mbgnet.net/fresh/rivers/dams.htm>
31. “*Hydroelectricity*” (2015). Acedido em Fevereiro 2015. Disponível em: <https://en.wikipedia.org/wiki/Hydroelectricity#Pumped-storage>
32. “*Hydroelectric Power*” (2005). U.S. Department of the Interior. Bureau of Reclamation. Power Resources Office. Washington, Estados Unidos da América. Julho de 2005
33. Hydro Green Energy (2015). “*Hastings Project*”. Acedido em Julho 2015.  
Disponível em: <http://hgenergy.com/index.php/projects/hastings-project/>
34. Leitão, A. E. (2010). “*As Energias Renováveis em Portugal no Domínio Hídrico*”. In: Conferência Internacional Aproveitamentos Hidroeléctricos em Portugal – Um Novo Ciclo. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 4-5 Fevereiro 2010. pp 63-74

35. “*List of IEEE Milestones*” (2015). Acedido em Julho de 2015. Disponível em:  
[https://en.wikipedia.org/wiki/List\\_of\\_IEEE\\_milestones](https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_IEEE_milestones)
36. Marques, L. C. E. S. (2013). “*Análise Comparativa de Metodologias de EIA e Monitorização em Empreendimentos Hidroeléctricos*”. Dissertação apresentada para obtenção do grau de mestre em Ciências e Tecnologia do Ambiente. Faculdade de Ciências da Universidade do Porto, Porto.
37. Ministério das Cidades, Ordenamento do Território e Ambiente (2004). “*Avaliação Comparada dos Aproveitamentos Hidroeléctricos do Alto Côa e Baixo Sabor*”. Lisboa, 15 de Junho de 2004. Lisboa.
38. Ministério da Economia (2001). “*Eficiência Energética e Energias Endógenas - Programa E4. Resolução do Conselho de Ministros nº 154/2001 de 27 de Setembro*”. Lisboa, Dezembro de 2001.
39. Moreira, A. (2009) “*Potencial hidroeléctrico Português desaproveitado*”. Tese de mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto.
40. National Hydropower Association (2015). “*History of Hydro | National Hydropower Association*”. Acedido em Fevereiro 2015, disponível em:  
[www.hydro.org/tech-and-policy/history-of-hydro/](http://www.hydro.org/tech-and-policy/history-of-hydro/)
41. National Hydropower Association (2015). “*Pumped storage*”. Acedido em Fevereiro 2015. Disponível em: <http://www.hydro.org/tech-and-policy/technology/pumped-storage/>
42. Pimentel, R., et al (2012) “*A Barragem de Jusante do Baixo Sabor. Aspectos Relevantes de Projecto e Construção*”. In: Encontro Nacional de Betão Estrutural – BE2012. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto. 24-26 de Outubro de 2012
43. Pinto, J. B. P. (2011). “*Valorização da Produção Hídrica Reversível num Contexto de Crescente Integração de Energia Eólica no Sistema Electroprodutor*”. Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Energias Renováveis – Conversão Eléctrica e Utilização Sustentáveis. Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa. Lisboa. Junho, 2011.
44. “*Pumped-Storage Hydroelectricity*”. Acedido em Fevereiro 2015. Disponível em:  
[https://en.wikipedia.org/wiki/Pumped-storage\\_hydroelectricity](https://en.wikipedia.org/wiki/Pumped-storage_hydroelectricity)
45. Ravara, A. (2012). “*A Engenharia na Mitigação de Riscos Naturais – Formulação Custo-Benefício*”. In: XIX Congresso da Ordem dos Engenheiros. Centro Cultural de Belém, Lisboa. 19-20 Outubro 2012.



46. REN (2002), “*Hidroelectricidade em Portugal – Memória e Desafio*”, Novembro. REN, 2002.
47. REN (2011). “*Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Electricidade 2012-2017 (2022)*”. REN. Julho de 2011
48. REN (2006). “*Potencial Hidroeléctrico Nacional: Importância Sócio-Económica e Ambiental do seu Desenvolvimento*”. Divisão de Planeamento de Centros Produtores. REN. Novembro de 2006
49. Rosado, S. A. (2011) “*Rios que nos separam, águas que nos unem*”. Análise jurídica dos Convénios Luso-Espanhóis sobre águas internacionais, Valladolid. Fundación Lex Nova, 2011.
50. Santos, L. L. (2010). “*O Aproveitamento do Baixo Sabor*”. In: Conferência Internacional Aproveitamentos Hidroeléctricos em Portugal – Um Novo Ciclo. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 4-5 Fevereiro 2010. pp 249-257
51. “*Sector da energia precisa de mais barragens reversíveis*” (2007, 18 de Setembro). Acedido a 22 de julho de 2015, disponível em:  
<http://www.tvi24.iol.pt/portugal/hidrica/sector-da-energia-precisa-de-mais-barragens-reversiveis>
52. Silva, J. L. S. (2007), “*Impactos do Desenvolvimento do Potencial Hidroeléctrico Sobre os Ecossistemas Aquáticos do Rio Tocantins*”. Dissertação de mestrado em Engenharia Ambiental. Centro de Tecnologia e Ciências da Faculdade de Engenharia. Rio de Janeiro. Março de 2007
53. Silva, R. M. D. (2010). “*Acompanhamento da Renovação do Grupo 3 do Aproveitamento Hidroeléctrico da Aguieira*”. Dissertação de mestrado e Engenharia Mecânica na especialidade de Energia e Ambiente. Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra. Coimbra
54. “*Taum Sauk Hydroelectric Power Station*”. Acedido em Abril 2015. Disponível em: [https://en.wikipedia.org/wiki/Taum\\_Sauk\\_Hydroelectric\\_Power\\_Station](https://en.wikipedia.org/wiki/Taum_Sauk_Hydroelectric_Power_Station)
55. Teixeira, F. E. R. (2012) “*O Papel da Geração Hídrica Reversível na Integração da Energia Eólica em Ambiente de Mercado*”. Dissertação de mestrado em Engenharia Electrotécnica. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa.
56. Tesla Memorial Society of New York (2015). “*The First Hydro-Electric Power Plant in the World, Powered by Tesla’s AC Electricity may Become a Science Museum in Niagara Falls*”. Acedido em Fevereiro 2015. Disponível em:  
<http://www.teslasociety.com/adams.htm>

57. Torre, S. (2002). “*Price Maker Self-Scheduling in a Pool-Based Electricity Market: A Mixed-Integer LP Approach*”. IEE Transactions on Power Systems. **Vol.17**. Nº 4. Novembro de 2002
58. “*Um quinto da electricidade consumida em Portugal vem do vento*”. Acedido em Julho, 2015. Disponível em:  
[http://www.jn.pt/PaginalInicial/Economia/Interior.aspx?content\\_id=3972574&page=-1](http://www.jn.pt/PaginalInicial/Economia/Interior.aspx?content_id=3972574&page=-1)
59. UNESCO (2003) “*The United Nations World Water Report – Water for People Water for Life*”. Barcelona. UNESCO. Disponível em:  
<http://unesdoc.unesco.org/images/0012/001297/129726e.pdf> [Consultado em 05-02-2015]
60. USGS (2015). “*Hydroelectric Power: How it Works*”. Acedido em Fevereiro 2015. Disponível em: <http://water.usgs.gov/edu/hyhowworks.html>
61. “*Usinas Hidroeléctricas Reversíveis*” (2015). Acedido em Março 2015. Disponível em: <http://www.voith.com/br/mercados-e-setores-de-negocios/energia-hidreletrica/usinas-hidreletricas-reversiveis-541.html>
62. “*Usinas-Plataforma*”. Acedido em Março 2015. Disponível em:  
<http://www.elektrobras.com/elb/natrilhadaenergia/main.asp?View={C93EAB45-F64F-42C5-8E52-C30EF9341BBE}>
63. “*Vantagens das Hidroeléctricas*”. Acedido em Março de 2015. Disponível em  
<http://www.elektrobras.com/elb/natrilhadaenergia/main.asp?View=%7BC188A694-4A68-4B73-9C60-2BB973B056D2%7D>
64. Vasconcelos, J. (2010) “O futuro das políticas energéticas” in Conferência Internacional Aproveitamentos Hidroeléctricos em Portugal – Um Novo Ciclo. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 4-5 Fevereiro 2010. pp. 16-33
65. Vasconcelos, T. (2012) “*Análise Técnico-Económica de um Aproveitamento Hidroeléctrico*”. Dissertação de mestrado em Engenharia Electrónica e de Computadores. Instituto Superior Técnico. Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa.
66. Wikienergia.pt. “*Empresa desenvolve turbina hídrica que gera energia sem tubagens*”. Acedido em Julho de 2015. Disponível em:  
[http://www.wikienergia.pt/~edp/index.php?title=Empresa\\_desenvolve\\_turbina\\_h%C3%ADrica\\_que\\_gera\\_energia\\_sem\\_tubagens](http://www.wikienergia.pt/~edp/index.php?title=Empresa_desenvolve_turbina_h%C3%ADrica_que_gera_energia_sem_tubagens)

67. World Resources Institute. “*6 Graphs Explain the World’s Top 10 Emitters*”.  
Acedido em Julho 2015. Disponível em: <http://www.wri.org/blog/2014/11/6-graphs-explain-world%E2%80%99s-top-10-emitters>
68. Zuculin, S., et al (2014). “*A Retomada do Conceito de Usinas Hidroeléctricas Reversíveis no Sector Eléctrico Brasileiro*”. Companhia Energética de São Paulo. Universidade Estadual de Campinas. São Paulo.